

Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022



Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano



Ministerio Coordinador
de **Sectores Estratégicos**



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

REPÚBLICA DEL ECUADOR

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Rafael Correa Delgado
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Jorge Glas Espinel
Vicepresidente de la República del Ecuador

Rafael Poveda Bonilla
Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos

Esteban Albornoz Vintimilla
Ministro de Electricidad y Energía Renovable
Presidente del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Sergio Ruiz Giraldo
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Pabel Muñoz López
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Carlos Durán Noritz
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Diego Ormaza Andrade
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Andrés Chávez Peñaherrera
Director Ejecutivo del Consejo Nacional de Electricidad

Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022

La elaboración del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, está alineada con la Constitución de la República del Ecuador; lineamientos y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir; la Agenda Sectorial del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; y, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Adicionalmente, se sustenta en el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en sus artículos 12, 13 y 14, los cuales establecen:

Art. 12 *Criterios.*- El Plan Maestro de Electrificación será elaborado por el CONELEC tomando en consideración los lineamientos y políticas emitidas por el Presidente de la República a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Art. 13 *Consultas.*- Previa a la aprobación del Plan Maestro de Electrificación, el CONELEC convocará, a través de la prensa nacional, al menos a una audiencia pública, con la finalidad de analizar las opiniones que se presenten, conforme a las normas y procedimientos que dicte el Directorio del CONELEC.

Art. 14 *Duración y revisión.*- El Plan Maestro de Electrificación será elaborado con una proyección a diez (10) años y será revisado anualmente por el CONELEC a fin de mantenerlo actualizado.

Cumpliendo con lo antes mencionado, el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 009/13, de 21 de mayo de 2013, aprobó el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 en los aspectos técnicos y económicos; y, fue sometido a consideración de la ciudadanía en Audiencia Pública realizada en Cuenca el 21 de agosto de 2013.

Posteriormente con Resolución No. 041/13, de 10 de septiembre de 2013, el Directorio del CONELEC ratificó la aprobación del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, autorizándose su impresión y difusión.



Presentación

El Volumen III “Perspectivas y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, presenta un compendio de información que abarca los planes de expansión de las etapas funcionales del sistema eléctrico como son: generación, transmisión y distribución, adicionalmente, se enfoca en el análisis económico de citados planes, necesarios en el corto, mediano y largo plazo, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a nivel nacional.

En el Capítulo 2, se presenta el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, concebido para solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el S.N.I. y que lo vuelve vulnerable en los periodos de estiaje, se determina la generación y reservas para cubrir la demanda de cargas especiales así como mantener al Ecuador con generación suficiente para satisfacer las necesidades internas de demanda con independencia de las interconexiones internacionales.

Las políticas energéticas y factores de calidad y seguridad eléctrica, así como los lineamientos relativos a soberanía y eficiencia energética, permiten simplificar el proceso de planificación de la expansión de la generación guiando el proceso de expansión hacia objetivos concretos y al establecimiento de metas para definir la matriz energética productiva del sistema.

En base al diagnóstico de la gestión del sector eléctrico, infraestructura en generación existente, tipo de tecnología de proyectos privados y públicos en generación, escenarios de crecimiento de la demanda

y políticas energéticas; se establece el punto de partida para la simulación energética del S.N.I. utilizando el “Know How” de CONELEC y obteniendo como producto el Plan Maestro de Electrificación.

Los resultados obtenidos determinan la infraestructura en generación, año de ingreso de cada obra, proyección de costos marginales resultado de la simulación energética, reservas de potencia y energía en el escenario promedio, así como la disminución de emisiones y uso de combustibles.

En el Capítulo 3, se presenta la actividad de planificación de la transmisión con un horizonte de diez (10) años, que es desarrollada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP en coordinación con el CENACE a través de la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión, para una vez aprobada por el CONELEC, pasa a formar parte del Plan Maestro de Electrificación. Tiene como finalidad determinar la red de transmisión que se debe implementar para atender con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, los requerimientos de crecimiento de la demanda y permitir la incorporación al S.N.I. de nuevos proyectos de generación.

Para tener una adecuada expansión del Sistema Nacional de Transmisión, es necesario identificar en primera instancia la problemática operativa actual del sistema, para con una visión de mediano y largo plazo, proponer soluciones que garanticen el abastecimiento de la demanda eléctrica prevista en el periodo de planeamiento.



Para ello, el Capítulo 3 está dividido en varias secciones. En primer lugar, se describe la configuración del sistema actual con los elementos que conforman la red, para luego hacer el diagnóstico de la operación del sistema del último año, identificando las restricciones que se tuvieron y se plantean sus soluciones en el corto plazo. En la subsiguiente sección se realiza una reseña de los aspectos regulatorios y normativos, así como el procedimiento utilizado para la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión. Posteriormente, se resumen los resultados de los estudios del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022, mencionando para cada uno de los años las obras que conformarán cada uno de los proyectos, y finalmente se presenta el presupuesto requerido para llevar a cabo la expansión del sistema de transmisión propuesto.

En el Capítulo 4, se presenta el Plan de Expansión de Distribución 2013 - 2022, en el que constan las actividades e inversiones a desarrollarse en el corto, mediano y largo plazo, como resultado de la planificación anual realizada por las distribuidoras encargadas del abastecimiento del servicio de energía eléctrica a nivel nacional.

Con la expedición de la Regulación "Regulación Complementaria No. 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15", se estableció que la planificación de la expansión de los sistemas de distribución la realizarán las empresas encargadas de la prestación del servicio eléctrico con un horizonte de diez años y una vez aprobada por el CONELEC, pasarán a formar parte del Plan Maestro de Electrificación. Los planes de expansión consideran etapas funcionales importantes de la cadena de distribución de energía, así como un componente para la evolución y mejora en la eficiencia de las empresas de distribución en el ámbito de la gestión administrativa, comercial, información, socio ambiental y sobre todo del talento humano.

Los planes de expansión permitirán a las distribuidoras cumplir con la normativa vigente en lo referente a los

niveles de calidad de servicio hacia los consumidores, considerando: aumento de la cobertura eléctrica; mejoramiento de la infraestructura eléctrica; reducción de pérdidas de energía; e, incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

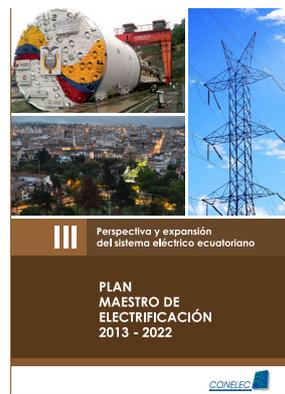
El financiamiento requerido para la ejecución del plan de expansión de la distribución, considera recursos provenientes del Presupuesto General del Estado; la programación financiera realizada por las distribuidoras para el periodo 2013 - 2022, asciende a un total de aproximadamente MUS\$ 3.378, compuesto por 4.479 proyectos de los planes PMD, FERUM, PLANREP, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes, como principales actividades.

En el Capítulo 5, "Análisis Económico", se considera, fundamentalmente, la aplicación de la normativa vigente, revisión de metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio enfocados a la eficiencia de los mismos, así como, la evaluación financiera y la incidencia económica del Plan Maestro de Electrificación del periodo 2013 - 2022.

Es así que, en función de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución contempladas en el Plan Maestro de Electrificación del periodo 2013 - 2022, se determina el costo del servicio eléctrico anual.

Por otro lado, la estimación de la facturación anual de las distribuidoras, en función de la aplicación del pliego tarifario vigente al consumidor final a lo largo del periodo de análisis, determina un precio medio aplicado anual.

Consecuentemente, la diferencia entre el costo del servicio eléctrico y la tarifa aplicada al consumidor final, da como resultado la estimación del déficit tarifario anual.



Contenido General

- Introducción
- Expansión de la Generación
- Expansión de la Transmisión
- Expansión de la Distribución
- Análisis Económico de la Expansión

ÍNDICE

Capítulo 1

Introducción al PME 2013 - 2022	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	3
1.4. Políticas	3
1.5. Contenido	5

Capítulo 2

Expansión de la Generación	9
2.1. Introducción	9
2.2. Supuestos Empleados en el Análisis	10
2.3. Infraestructura Existente	11
2.4. Diagnóstico de la Gestión de la Generación del Sector Eléctrico	13
2.4.1 <i>Seguridad en el abastecimiento de la demanda</i>	13
2.4.2 <i>Cálculo del Índice General Energético – IGE</i>	15
2.4.3 <i>Cálculo de los índices de reserva de potencia y energía</i>	16
2.4.4 <i>Ejecución de los planes de mantenimiento de generación</i>	18
2.4.5 <i>Índice de indisponibilidad de generación</i>	21
2.4.6 <i>Cálculo del índice de pronóstico de caudales promedio semanales</i>	22
2.5. Escenario de Expansión de Referencia	23
2.5.1 <i>Clasificación de escenarios</i>	24
2.6. Consumo Total del Parque Generador	27
2.7. Recursos No Renovables, Situación Actual	28
2.7.1 <i>Planes de eficiencia de centrales de MCI y CC</i>	28
2.8. Nuevas Centrales y Proyectos por Construirse	30
2.9. Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022	32
2.9.1 <i>Presupuesto de la expansión</i>	32

2.10. Financiamiento de la Expansión de la Generación	35
2.11. Generación por Tipo de Tecnología	35
2.12. Proyectos de Generación con Capital Privado	36
2.13. Proyectos Hidroeléctricos de Iniciativa Privada	38
2.14. Reservas Energéticas y Consumo de Combustibles, Periodo 2013 - 2022	39
2.14.1 <i>Reserva de energía</i>	39
2.14.2 <i>Reserva de potencia</i>	43
2.14.3 <i>Índices de verificación VERE y VEREC</i>	44
2.15. Proyección de Costos Marginales	45
2.16. Consumo de Combustibles	46
2.16.1 <i>Emisiones de CO₂</i>	47
Anexo	
2.1 <i>Mapa del Plan Expansión de Generación 2013 - 2022</i>	51
Capítulo 3	
Expansión de la Transmisión	55
3.1. Introducción	55
3.1.1 <i>Leyes y normas regulatoria</i>	55
3.2. Sistema Actual	56
3.2.1 <i>Descripción del sistema actual</i>	56
3.2.2 <i>Diagnóstico de la operación del sistema</i>	59
3.2.3 <i>Restricciones operativas del sistema y sus soluciones</i>	65
3.3. Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022	69
3.3.1 <i>Procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022</i>	69
3.3.2 <i>Proyectos de expansión de transmisión</i>	73
3.3.3 <i>Plan de equipamiento</i>	117
3.3.4 <i>Presupuesto de la expansión del SNT</i>	122
3.3.5 <i>Proyectos de transmisión adicionales por incremento en la demanda en el S.N.I.</i>	126
3.3.6 <i>Operación a 500 kV del enlace Quito - Guayaquil</i>	127
3.3.7 <i>Presupuesto del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022</i>	129
Anexos	
3.1 <i>Flujos de Potencia (Demanda Máxima)</i>	135
3.2 <i>Diagramas del SNT</i>	149



Capítulo 4	
Expansión de la Distribución	157
4.1. Introducción	157
4.2. Antecedentes	157
4.3. Diagnóstico	159
4.3.1 <i>Legislación, regulación, normas y políticas aplicables a los sistemas de distribución</i>	159
4.4. Justificación	165
4.5. Objetivos	166
4.5.1 <i>Objetivo general</i>	166
4.5.2 <i>Objetivos específicos</i>	166
4.6. Metas	167
4.7. Políticas	173
4.8. Estrategias	174
4.8.1 <i>Incorporación de aspectos normativos</i>	174
4.8.2 <i>Preparación de la información para la planificación de los sistemas de distribución</i>	174
4.8.3 <i>Estudio de la demanda considerando aspectos geográficos</i>	175
4.8.4 <i>Modelación de redes de distribución</i>	176
4.8.5 <i>Zonificación, definición de micro-áreas</i>	176
4.8.6 <i>Proyección de demanda por micro-áreas</i>	176
4.8.7 <i>Planificación de la expansión del sistema de distribución</i>	177
4.8.8 <i>Preparación del talento humano</i>	177
4.9. Plan de Expansión de Distribución 2013 - 2022	178
4.9.1 <i>Programa de obras del plan de expansión</i>	178
4.9.2 <i>Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD</i>	180
4.9.3 <i>Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP</i>	182
4.9.4 <i>Programa FERUM</i>	184
4.9.5 <i>Migración de la cocción de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética</i>	185
4.9.6 <i>Plan Nacional de Soterramiento de Redes</i>	188
Anexo	
4.1 <i>Cobertura del Servicio Eléctrico</i>	195

Capítulo 5	
Análisis Económico	201
5.1. Introducción	201
5.2. Objetivo General	201
5.3. Políticas	201
5.3.1 <i>Hipótesis</i>	201
5.3.2 <i>Parámetros de simulación</i>	202
5.4. Análisis de Resultados	203
5.4.1 <i>Expansión de la generación</i>	203
5.4.2 <i>Expansión de la transmisión</i>	209
5.4.3 <i>Expansión de la distribución</i>	211
5.4.4 <i>Inversión, costo del servicio, precio medio y déficit tarifario</i>	216
5.5. Bibliografía	220
Anexo	
5.1 <i>Análisis de Sensibilidad de la Inclusión de Inversiones en el Costo del Servicio</i>	223



ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. No. 2.1:	<i>Seguridad en el abastecimiento de la demanda</i>	14
FIG. No. 2.2:	<i>Índice general energético semanal real y referencial, periodo enero 2011 - junio 2012</i>	15
FIG. No. 2.3:	<i>Gráfica de cumplimiento de la ejecución del plan de mantenimiento de generación, año 2011</i>	19
FIG. No. 2.4:	<i>Gráfica de cumplimiento de la ejecución del plan de mantenimiento de generación, primer semestre 2012</i>	19
FIG. No. 2.5:	<i>Relación entre los mantenimientos programados y no programados, año 2011</i>	20
FIG. No. 2.6:	<i>Relación entre los mantenimientos programados y no programados, primer semestre 2012</i>	20
FIG. No. 2.7:	<i>Indisponibilidad de generación hidráulica (enero 2011 - abril 2012)</i>	22
FIG. No. 2.8:	<i>Indisponibilidad de generación térmica (enero 2011 - abril 2012)</i>	22
FIG. No. 2.9:	<i>Infraestructura en generación para el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022</i>	25
FIG. No. 2.10:	<i>Consumo de combustibles, periodo 2000 - 2012</i>	27
FIG. No. 2.11:	<i>Desembolso de capitales públicos y privados, periodo 2013 - 2022</i>	35
FIG. No. 2.12:	<i>Composición de la generación por tipo de tecnología (GWh)</i>	36
FIG. No. 2.13:	<i>Energía por tipo de tecnología, hidrología media</i>	40
FIG. No. 2.14:	<i>Reserva de energía, hidrología media</i>	40
FIG. No. 2.15:	<i>Energía por tipo de tecnología, hidrología semi-seca</i>	41
FIG. No. 2.16:	<i>Reserva de energía, hidrología semi-seca</i>	41
FIG. No. 2.17:	<i>Energía por tipo de tecnología, hidrología seca</i>	42
FIG. No. 2.18:	<i>Reserva de energía, hidrología seca</i>	42
FIG. No. 2.19:	<i>Balance de energía en hidrología media</i>	43
FIG. No. 2.20:	<i>Evolución de la potencia instalada en el S.N.I., periodo 2013 - 2022</i>	43
FIG. No. 2.21:	<i>Reserva de potencia, periodo 2013 - 2022</i>	44
FIG. No. 2.22:	<i>Índices de confiabilidad, VERE y VEREC, PEG 2013 - 2022</i>	45
FIG. No. 2.23:	<i>Costo marginal para tres escenarios hidrológicos</i>	45
FIG. No. 2.24:	<i>Consumo estimado de combustibles, escenario hidrológico medio, periodo 2013 - 2022</i>	46
FIG. No. 2.25:	<i>Consumo estimado de gas natural, para tres escenarios hidrológicos, periodo 2013 - 2022</i>	47
FIG. No. 2.26:	<i>Emisiones de CO₂ por tipo de combustible, periodo 2013 - 2022</i>	47
FIG. No. 3.1:	<i>Diagrama del Sistema Nacional de Transmisión a diciembre 2012</i>	56
FIG. No. 3.2:	<i>Zonas operativas del sistema nacional de transmisión</i>	57
FIG. No. 3.3:	<i>Composición de las líneas de transmisión del SNT</i>	58
FIG. No. 3.4:	<i>Perfiles de voltaje en el anillo de transmisión 230 kV</i>	60
FIG. No. 3.5:	<i>Perfiles de voltaje a nivel de 138 kV</i>	61
FIG. No. 3.6:	<i>Perfiles de voltaje a nivel de 69 kV</i>	61
FIG. No. 3.7:	<i>Perfiles de voltaje a nivel de 46 kV</i>	62
FIG. No. 3.8:	<i>Cargabilidad en líneas de transmisión 230 kV</i>	63
FIG. No. 3.9:	<i>Cargabilidad en líneas de transmisión 138 kV</i>	63
FIG. No. 3.10:	<i>Cargabilidad en líneas de transmisión 138 kV (cont.)</i>	64
FIG. No. 3.11:	<i>Cargabilidad de transformadores 230/138 kV</i>	64
FIG. No. 3.12:	<i>Cargabilidad de transformadores 138/69 kV</i>	65
FIG. No. 3.13:	<i>Mapa de las obras del sistema de transmisión</i>	74
FIG. No. 3.14:	<i>Ubicación de subestaciones, año 2012</i>	76
FIG. No. 3.15:	<i>Ampliación del SNT, año 2012</i>	76
FIG. No. 3.16:	<i>Ubicación de subestaciones, año 2013</i>	83
FIG. No. 3.17:	<i>Ampliación del SNT, año 2013</i>	83
FIG. No. 3.18:	<i>Ampliación de subestaciones, año 2014</i>	95

FIG. No. 3.19:	<i>Ampliación del SNT, año 2014</i>	95
FIG. No. 3.20:	<i>Ampliación del SNT, año 2015</i>	101
FIG. No. 3.21:	<i>Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, periodo 2013 - 2015</i>	106
FIG. No. 3.22:	<i>Ubicación de subestaciones, año 2016</i>	107
FIG. No. 3.23:	<i>Ampliación del SNT, año 2016</i>	108
FIG. No. 3.24:	<i>Ampliación de subestaciones, año 2017</i>	111
FIG. No. 3.25:	<i>Ampliación del SNT, año 2017</i>	111
FIG. No. 3.26:	<i>Ampliación del SNT, año 2018</i>	114
FIG. No. 3.27:	<i>Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, periodo 2016 - 2022</i>	117
FIG. No. 3.28:	<i>Presupuesto</i>	123
FIG. No. 3.29:	<i>Inversiones requeridas en el PET 2013 - 2022, (MUSD)</i>	130
FIG. No. 4.1:	<i>Etapas de la cadena de suministro eléctrico</i>	167
FIG. No. 4.2:	<i>Metas para la Frecuencia Media de Interrupción por distribuidora, FMIk</i>	169
FIG. No. 4.3:	<i>Metas para el Tiempo Medio de Interrupción por distribuidora, TTIk</i>	169
FIG. No. 4.4:	<i>Metas para pérdidas de energía por distribuidora a diciembre de 2013</i>	170
FIG. No. 4.5:	<i>Metas de pérdidas de energía, periodo 2013 - 2022</i>	171
FIG. No. 4.6:	<i>Metas para la cobertura eléctrica urbana, periodo 2013 - 2022</i>	171
FIG. No. 4.7:	<i>Metas para la cobertura eléctrica rural, periodo 2013 - 2022</i>	172
FIG. No. 4.8:	<i>Relación del SIGDE con los planes de inversión</i>	172
FIG. No. 4.9:	<i>Tipos de proyectos que forma el PLANREP</i>	182
FIG. No. 4.10:	<i>Actores involucrados en el soterramiento de redes</i>	189
FIG. No. 5.1:	<i>Requerimientos de capital en generación por tipo de tecnología</i>	204
FIG. No. 5.2:	<i>Evolución de los activos de generación</i>	205
FIG. No. 5.3:	<i>Evolución de los costos fijos de generación</i>	206
FIG. No. 5.4:	<i>Composición de la generación por tipo de tecnología</i>	206
FIG. No. 5.5:	<i>Composición de la generación vs. Costo de producción</i>	208
FIG. No. 5.6:	<i>Evolución del costo de generación</i>	208
FIG. No. 5.7:	<i>Requerimientos de capital en transmisión por etapa funcional</i>	209
FIG. No. 5.8:	<i>Evolución de los activos de transmisión</i>	210
FIG. No. 5.9:	<i>Evolución de los costos de transmisión</i>	211
FIG. No. 5.10:	<i>Evolución del costo de transmisión</i>	211
FIG. No. 5.11:	<i>Evolución clientes vs. Venta de energía</i>	212
FIG. No. 5.12:	<i>Requerimientos de capital de distribución</i>	213
FIG. No. 5.13:	<i>Requerimientos de capital por empresa distribuidora</i>	214
FIG. No. 5.14:	<i>Evolución de los activos en distribución</i>	215
FIG. No. 5.15:	<i>Evolución del costo de distribución</i>	216
FIG. No. 5.16:	<i>Inversión del PME (MUSD)</i>	216
FIG. No. 5.17:	<i>Participación de la inversión por actividad</i>	217
FIG. No. 5.18:	<i>Evolución de los costos del servicio eléctrico</i>	217
FIG. No. 5.19:	<i>Costo total del servicio, precio medio y déficit tarifario</i>	218
FIG. No. 5.20:	<i>Evolución del subsidio de combustible</i>	218
FIG. No. 5.21:	<i>Evolución del déficit tarifario</i>	219



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No. 2.1:	<i>Infraestructura existente en generación hidroeléctrica, año 2012</i>	12
TABLA No. 2.2:	<i>Infraestructura existente en generación renovable, año 2012</i>	12
TABLA No. 2.3:	<i>Infraestructura existente en generación termoeléctrica a diciembre 2012</i>	13
TABLA No. 2.4:	<i>Índices de seguridad de abastecimiento de la demanda</i>	14
TABLA No. 2.5:	<i>Reserva de potencia (%)</i>	17
TABLA No. 2.6:	<i>Reserva de energía (%)</i>	18
TABLA No. 2.7:	<i>Porcentajes aceptables de indisponibilidad de generación</i>	21
TABLA No. 2.8:	<i>Centrales evaluadas</i>	21
TABLA No. 2.9:	<i>Estándares aceptados por el CENACE para evaluar el cálculo del promedio de caudales promedio semanal</i>	23
TABLA No. 2.10:	<i>Plan de Expansión de la Generación 2013 - 2022</i>	26
TABLA No. 2.11:	<i>Consumo de combustibles, período 2000 - 2012</i>	27
TABLA No. 2.12:	<i>Plan de Expansión de la Generación 2013 - 2022 (factor de planta)</i>	33
TABLA No. 2.13:	<i>Costos del Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022</i>	34
TABLA No. 2.14:	<i>Inversiones para el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022</i>	35
TABLA No. 2.15:	<i>Composición de la generación por tipo de tecnología (GWh)</i>	36
TABLA No. 2.16:	<i>Proyectos de generación de iniciativa privada en ejecución</i>	38
TABLA No. 2.17:	<i>Proyectos de generación de iniciativa privada futuros</i>	39
TABLA No. 2.18:	<i>Consumo promedio de combustible</i>	46
TABLA No. 2.19:	<i>Emisiones por tipo de combustible, en millones de toneladas de CO₂</i>	48
TABLA No. 3.1:	<i>Compensación capacitiva instalada en el SNT</i>	59
TABLA No. 3.2:	<i>Compensación inductiva instalada en el SNT</i>	59
TABLA No. 3.3:	<i>Restricciones operativas: zona norte</i>	66
TABLA No. 3.4:	<i>Restricciones operativas: zona nororiental</i>	67
TABLA No. 3.5:	<i>Restricciones operativas: zona noroccidental</i>	67
TABLA No. 3.6:	<i>Restricciones operativas: zona sur</i>	68
TABLA No. 3.7:	<i>Restricciones operativas: zona suroccidental</i>	68
TABLA No. 3.8:	<i>Bahías de subestación</i>	71
TABLA No. 3.9:	<i>Transformadores y autotransformadores</i>	72
TABLA No. 3.10:	<i>Capacitores</i>	72
TABLA No. 3.11:	<i>Reactores</i>	73
TABLA No. 3.12:	<i>Líneas</i>	73
TABLA No. 3.13:	<i>Instalaciones comunes (protecciones, servicios auxiliares, control)</i>	73
TABLA No. 3.14:	<i>Cronología de obras por zona operativa, año 2012</i>	75
TABLA No. 3.15:	<i>Proyectos en ejecución - zona norte</i>	79
TABLA No. 3.16:	<i>Proyectos en ejecución - zona noroccidental</i>	79
TABLA No. 3.17:	<i>Proyectos en ejecución - zona sur</i>	80
TABLA No. 3.18:	<i>Proyectos en ejecución - zona suroccidental</i>	80
TABLA No. 3.19:	<i>Proyectos en ejecución - globales</i>	80
TABLA No. 3.20:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2013</i>	81
TABLA No. 3.21:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2014</i>	94
TABLA No. 3.22:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2015</i>	101
TABLA No. 3.23:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2016</i>	107
TABLA No. 3.24:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2017</i>	110
TABLA No. 3.25:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2018</i>	114



TABLA No. 3.26:	<i>Líneas de transmisión</i>	118
TABLA No. 3.27:	<i>Subestaciones</i>	118
TABLA No. 3.28:	<i>Compensación capacitiva</i>	118
TABLA No. 3.29:	<i>Proyectos de expansión zona norte</i>	119
TABLA No. 3.30:	<i>Proyectos de expansión zona nororiental</i>	119
TABLA No. 3.31:	<i>Proyectos de expansión zona noroccidental</i>	120
TABLA No. 3.32:	<i>Proyectos de expansión zona sur</i>	120
TABLA No. 3.33:	<i>Proyectos de expansión zona suroccidental</i>	121
TABLA No. 3.34:	<i>Proyectos de expansión globales</i>	121
TABLA No. 3.35:	<i>Proyectos de expansión asociados a proyectos de generación</i>	122
TABLA No. 3.36:	<i>Proyectos de expansión 500 kV y de 230 kV asociadas</i>	122
TABLA No. 3.37:	<i>Presupuesto total (sin obras de transmisión de 500 kV)</i>	123
TABLA No. 3.38:	<i>Presupuesto de proyectos en marcha</i>	123
TABLA No. 3.39:	<i>Presupuesto de nuevos proyectos de expansión (sin obras de transmisión de 500 kV)</i>	124
TABLA No. 3.40:	<i>Presupuesto por año en kUSD</i>	125
TABLA No. 3.41:	<i>Requerimientos de inversión total</i>	126
TABLA No. 3.42:	<i>Proyecto sistema de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair - Quito - Guayaquil</i>	129
TABLA No. 3.43:	<i>Presupuesto sistema de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair - Quito - Guayaquil</i>	129
TABLA No. 3.44:	<i>Presupuesto anual requerido para el PET 2013 - 2022</i>	130
TABLA No. 3.45:	<i>Flujos financieros PET 2013 - 2022</i>	131
TABLA No. 4.1:	<i>Empresas de distribución</i>	159
TABLA No. 4.2:	<i>Regulaciones aplicables para las empresas de distribución</i>	162
TABLA No. 4.3:	<i>Metas para el año 2013, calidad del servicio</i>	168
TABLA No. 4.4:	<i>Actividades consideradas en el Plan de Expansión de Distribución 2013 - 2022</i>	179
TABLA No. 4.5:	<i>Inversión requerida por cada programa de distribución, periodo 2013 - 2022</i>	180
TABLA No. 4.6:	<i>Desglose anual de inversiones por programa, periodo 2013 - 2022</i>	180
TABLA No. 4.7:	<i>Inversiones aprobadas para el 2013, PMD</i>	180
TABLA No. 4.8:	<i>Inversiones aprobadas en sistemas de medición, PMD</i>	181
TABLA No. 4.9:	<i>Inversiones aprobadas en redes de distribución, PMD</i>	181
TABLA No. 4.10:	<i>Inversiones aprobadas para mejorar la gestión, PMD</i>	181
TABLA No. 4.11:	<i>Inversiones aprobadas en subtransmisión, PMD</i>	182
TABLA No. 4.12:	<i>Inversiones aprobadas en sistemas de medición, PLANREP</i>	183
TABLA No. 4.13:	<i>Inversiones aprobadas en subtransmisión, PLANREP</i>	183
TABLA No. 4.14:	<i>Inversiones aprobadas en redes de distribución, PLANREP</i>	183
TABLA No. 4.15:	<i>Inversiones aprobadas para mejoras en la gestión, PLANREP</i>	183
TABLA No. 4.16:	<i>Inversiones aprobadas y beneficiarios del FERUM, año 2013</i>	184
TABLA No. 4.17:	<i>Inversiones requeridas con redes de distribución, FERUM</i>	184
TABLA No. 4.18:	<i>Inversiones requeridas con generación renovable, FERUM</i>	185
TABLA No. 4.19:	<i>Inversiones requeridas para los sistemas de medición</i>	186
TABLA No. 4.20:	<i>Inversiones requeridas para reforzamiento y modificación en redes de distribución</i>	186
TABLA No. 4.21:	<i>Inversiones necesarias para el aumento de capacidad en los transformadores de distribución</i>	187
TABLA No. 4.22:	<i>Inversiones para repotenciación y reconfiguración de alimentadores primarios</i>	187
TABLA No. 4.23:	<i>Inversiones necesarias para líneas de subtransmisión</i>	188
TABLA No. 4.24:	<i>Inversiones necesarias para repotenciación de subestaciones de distribución</i>	188
TABLA No. 4.25:	<i>Presupuesto referencial de obras civiles y redes eléctricas, polígono de 1 km²</i>	190
TABLA No. 4.26:	<i>Presupuesto referencial de infraestructura eléctrica para un área de 1 km²</i>	190



Indice

TABLA No. 4.27:	<i>Presupuesto referencial de telecomunicaciones para un área de 1 km²</i>	190
TABLA No. 4.28:	<i>Inversión total del Plan Nacional de Soterramiento</i>	192
TABLA No. 4.29:	<i>Resumen inversión total del Plan Nacional de Soterramiento</i>	192
TABLA No. 5.1:	<i>Inversiones públicas y privadas</i>	202
TABLA No. 5.2:	<i>Total de inversiones</i>	202
TABLA No. 5.3:	<i>Detalle de inversión</i>	204
TABLA No. 5.4:	<i>Porcentaje de participación por tipo de proyecto</i>	204
TABLA No. 5.5:	<i>Porcentaje de participación por tipo de inversión</i>	204
TABLA No. 5.6:	<i>Requerimientos de capital en generación por tipo de tecnología por año</i>	205
TABLA No. 5.7:	<i>Composición de la generación por tipo de tecnología</i>	207
TABLA No. 5.8:	<i>Detalle de inversión, período 2013 - 2022</i>	209
TABLA No. 5.9:	<i>Requerimientos de capital en transmisión por etapa funcional (MUSD)</i>	210
TABLA No. 5.10:	<i>Evolución de los activos de transmisión (MUSD)</i>	210
TABLA No. 5.11:	<i>Detalle de inversión</i>	212
TABLA No. 5.12:	<i>Requerimientos de capital de distribución (MUSD)</i>	213
TABLA No. 5.13:	<i>Detalle de inversión</i>	214
TABLA No. 5.14:	<i>Evolución de los activos en distribución (MUSD)</i>	215



ABREVIACIONES

ACAR	Tipo de conductor de aluminio desnudo reforzados con aleación de aluminio (Aluminum Conductor Alloy Reinforced)
AM	Aparatos de Maniobra
AMI	Automated Metering Infrastructure
AO&M	Administración Operación y Mantenimiento
AT	Alta Tensión
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BT	Baja Tensión, definido como todo nivel de tensión inferior a 0,6 kV
CC	Ciclo Combinado
CD	Costo de Distribución
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública
CENACE	Corporación Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIS	Customer Information System
CMD	Costo Medio de Distribución
CMG	Costo Medio de Generación
CMT	Costo Medio de Transmisión
CNEL EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CNT	Corporación Nacional de Telecomunicaciones
CO ₂	Dioxido de Carbono
CONEEC	Consejo Nacional de Electricidad
CS	Ciclo Simple
COT	Centro de Operaciones de Transmisión
CT	Costo de Transmisión
Cu	Cobre
cUSD	Centavos de dólar
DEA	Data Envelopment Analysis -Análisis Envoltante de Datos-
DMS	Sistema de Gestión de Distribución
ED	Empresa Distribuidora
ENS	Energía No Suministrada
EP	Empresa Pública
ERNC	Energía Renovable No Convencional
E.E.s	Empresas Eléctricas
ET	Estación Transformadora
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
FMIk	Frecuencia Media de Interrupción
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GWh	Gigavatio hora
IGE	Índice General Energético
kUSD	Miles de Dólares de los Estados Unidos de América
kV	Kilovoltio



kVA	Kilo Voltio Amperio
kW	Kilovatio - medida de potencia
kWh	Kilovatio hora - medida de energía
LRSE	Ley del Régimen del Sector Eléctrico
MCI	Motor de Combustión Interna
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MICSE	Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos
MRNNR	Ministerio de Recursos Naturales No Renovables
MT	Media Tensión, ubicado entre 0,6 y 40 kV
MUSD	Millones de Dólares de los Estados Unidos de América
MVA	Mega Voltio Amperio
MVAR	Mega Voltio Amperio Reactivo
MW	Megavatio
OMS	Sistema de Gestión de Interrupciones del Servicio
OPTGEN	Optimization Generation
PEF	Porcentaje de Errores en la Facturación
PEG	Plan de Expansión de la Generación
PGE	Presupuesto General del Estado
PITI	Programa de Intervención Territorial Integral
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PMD	Plan de Mejoramiento de la Distribución
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNBV	Plan Nacional para el Buen Vivir
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
S/E	Subestación
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
SI	Sistema de Información
SIG	Sistema de Información Geográfica
SIGDE	Sistema Integrado para mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TTIk	Tiempo Total de Interrupción por kVA Instalado
TV	Turbo Vapor
ULTC	Under-Load Tap Changer
USD	Dólares de los Estados Unidos de América
USD/kWh	Dólares por cada kilovatio hora
V	Voltio - medida de potencial eléctrico, voltaje
VAD	Valor Agregado de Distribución
VERE	Valor Esperado de Racionamiento de Energía
VEREC	Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado



1

Introducción al PME 2013 - 2022

1.1. Introducción

El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto se sustenta en las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y en la Agenda Sectorial. En este sentido, el principal lineamiento político constituye el impulso al desarrollo eficiente, enfatizando la planificación en el corto, mediano y largo plazo, sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética establecidos en la Constitución y en el Plan Nacional para el Buen Vivir, PNBV, 2009 - 2013.

Una visión integral del país, que toma en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y la prestación del servicio al sector hidrocarburífero, implica necesariamente considerar la expansión de toda la cadena de suministro. La proyección de la demanda, constituye el elemento integrador sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema con una visión global, en la que se consideran, a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, que provienen de una visión estratégica para el desarrollo nacional en las próximas décadas, como son:

- Los proyectos mineros;
- La Refinería del Pacífico;
- El cambio de la matriz energética productiva del país que implica la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia electricidad; y,
- Los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los consumos de los sectores residencial y productivo.

La soberanía energética, uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, establece que, si bien las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de las reservas del sistema eléctrico ecuatoriano, de ninguna manera pueden constituir una base para el abastecimiento de la demanda nacional. En este sentido, el Plan Maestro de Electrificación plantea, el desarrollo del sistema en consideración de la disponibilidad de suficientes reservas energéticas para garantizar el normal abastecimiento de la demanda nacional, sin dejar de lado el análisis de escenarios que consideran la importante oportunidad de optimización de los costos operativos que brindan las actuales interconexiones internacionales, así como la posibilidad futura de incrementar los volúmenes de transferencias que permitan convertir al Ecuador en un país exportador de energía.

La creciente necesidad de un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, implica la obligación de implementar los recientes avances tecnológicos en generación renovable a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, sistemas modernos de protección, medición y comunicaciones, automatización de las redes eléctricas de distribución y subtransmisión; todo con la finalidad de contribuir al incremento de la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en su conjunto, coadyuvando al desarrollo sostenible del país. Atención particular merece la expansión de los sistemas eléctricos de distribución que deben considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual se enmarca en el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

Otro aspecto importante considerado en el plan que guía el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano, es la participación ciudadana, con particular énfasis en la opinión sobre los estudios de impacto ambiental de los proyectos de producción y transporte de electricidad, cuya infraestructura debe ser concebida de forma que los servicios que proveen cumplan con los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad que, según norma, se establezcan para todas las regiones del país.

Finalmente, el régimen tarifario a aplicarse en el sector busca lograr la autosuficiencia financiera del mismo, a la vez que las tarifas sean equitativas para los usuarios. Por tanto, los subsidios estatales que puedan considerarse necesarios son focalizados y constan en el Presupuesto General del Estado con la finalidad de que los recursos económicos involucrados puedan ser transferidos a las empresas del sector, de forma obligatoria y oportuna. Este es un aspecto importante que debe ser considerado, ya que en el pasado ha sido fuente de grandes problemas económicos del sector.

1.2. Antecedentes

La Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, SENPLADES, ha señalado que desde la óptica de la planificación, el periodo 2009 - 2013 ha sido el más importante pues corresponde a la fase de implantación de los cimientos para el desarrollo de los grandes proyectos, necesarios para reorientar al sistema energético nacional hacia un sistema eficaz, eficiente y amigable con el medio ambiente. La construcción de condiciones fundamentales para el Buen Vivir, conforme lo manifestado por la SENPLADES, se fundamenta en la inversión pública que permite el cumplimiento de sus condiciones previas, en cuanto a capacidades y oportunidades. La inversión se direcciona en esta fase al incremento en la capacidad instalada para la creación de valor en la economía, mediante la movilización y acumulación de capital hacia los enclaves que potencian las cadenas productivas y permiten alcanzar rendimientos crecientes en la producción.

Las inversiones que se efectúen en el sector eléctrico deben permitir este tipo de acumulación a través del desarrollo de proyectos de generación - cobertura y proyectos que impulsan el cambio de la matriz energética mediante el incremento en la eficiencia eléctrica e impulso a la cultura del ahorro en los diferentes sectores del país. La política sectorial establece como prioritario el incremento en la soberanía para el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional, prioridad que va de la mano con los proyectos que actualmente se desarrollan en el sector eléctrico ecuatoriano.

Bajo esta óptica, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, viene realizando su gestión bajo principios de sostenibilidad, sustentabilidad y responsabilidad social teniendo como objetivos principales: garantizar el suministro eléctrico a través de nuevos proyectos de generación que incluyan tecnologías amigables con el ambiente basados en energías renovables. Esta gestión se ha plasmado en el actual desarrollo de diversos proyectos hidroeléctricos: Toachi-Pilatón, Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Manduriacu, Quijos, Delsitanisagua, Sopladora y Mazar Dudas.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Elaborar el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 como una herramienta integral e intersectorial, que promoviendo el uso de recursos energéticos renovables y en un ámbito de soberanía energética, permita garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional, en el corto, mediano y largo plazos, con niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad; y, observando criterios técnicos, económicos, financieros, administrativos, sociales y ambientales.



1.3.2 Objetivos específicos

Establecer la estrategia de expansión del sistema eléctrico, que permita:

- Elaborar un pronóstico apropiado de la evolución de la demanda con una visión integral, en la que se considere a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas de proyectos mineros, sistemas aislados de plantas petroleras, la Refinería del Pacífico y la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.
- Desarrollar la infraestructura del parque generador del país, considerando especialmente las fuentes renovables de energía eléctrica.
- Fortalecer la red de transmisión y adaptarla a las actuales y futuras condiciones de la oferta y la demanda de electricidad.
- Mejorar y expandir los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, para asegurar el suministro con calidad adecuada, considerando la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.
- Propiciar la expansión conjunta e integral de todos los eslabones que componen la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión y distribución, hasta llegar al usuario final.

1.4. Políticas

El desarrollo del sector energético es estratégico para el Ecuador y en esta perspectiva el desarrollo del sistema eléctrico deberá garantizar el abastecimiento energético a partir del mayor aprovechamiento de recursos de generación hidroeléctrica que permite reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica; y, mediante el fortalecimiento de la red de transmisión y sub-transmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Esto deberá complementarse con la inserción paulatina del país en tecnologías relativas al manejo de otros recursos renovables: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz; estableciendo la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

En concordancia con los objetivos del PNBV, el Gobierno Nacional, a través del MEER, ha definido las siguientes políticas energéticas, que deben ser observadas y aplicadas por todas las instituciones que conforman el sector eléctrico ecuatoriano:

1. El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto debe sustentarse en las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir y la Agenda Sectorial de los Sectores Estratégicos. Deberá ser elaborado con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y los proyectos del sector hidrocarburífero, para lo cual se requiere la interacción con los actores y responsables de dichos sectores, tarea en la que esta Cartera de Estado seguirá actuando como lo ha hecho hasta el momento.
2. En este sentido, la proyección de la demanda constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación que hoy se ejecutan. También se



deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo.

3. El desarrollo de megaproyectos, como es el caso de la Refinería del Pacífico, tiene un alto impacto en la economía de la zona, con la presencia de una población que se desplaza para el desarrollo del proyecto, lo cual acarrea el surgimiento de nuevas actividades productivas y comerciales, y de empresas de bienes y servicios, infraestructura, provisión de equipos, materiales, entre otros, aspectos que necesariamente deben ser considerados en la proyección de la demanda.
4. Debe considerarse asimismo, que por primera vez en la historia energética de este país, se están generando espacios de coordinación entre el sector eléctrico y el sector petrolero. La planificación debe considerar por tanto la demanda de los campos e instalaciones petroleras públicas y privadas, así como también la capacidad instalada y la oferta de energía de ese sector; así como, sus planes de expansión mediante el aprovechamiento del gas asociado.
5. La expansión de la generación, debe partir de una línea base que constituyen los proyectos que han sido calificados como emblemáticos, y que en calidad de tales están siendo ejecutados por las empresas públicas del sector. Los cronogramas de ejecución y fechas estimadas para la operación de estos proyectos, deben ser coordinados directamente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
6. La expansión de la generación debe considerar asimismo, niveles mínimos de reserva para garantizar el abastecimiento interno, los cuales deben estar debidamente sustentados en estudios técnicos.
7. Sobre esta base, son los ejercicios de planificación y las herramientas de optimización de las que dispone el CONELEC, las que deben dar las señales sobre la expansión de la generación y sobre los proyectos que deben ser ejecutados para satisfacer los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda, dentro del periodo de planificación.
8. Las decisiones respecto de los mecanismos que se apliquen para el desarrollo y ejecución de nuevos proyectos, sea por acción directa del Estado o por delegación a otros sectores de la economía, constituyen hechos subsecuentes que devienen de la planificación y que podrán tomarse una vez que se hayan identificado los proyectos, sus características y sus requerimientos de financiamiento.
9. Siendo la soberanía energética uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de la reserva, pero de ninguna manera pueden constituir una base para el abastecimiento.
10. Debe considerarse asimismo, que constituye uno de los objetivos del sector convertir al Ecuador en un país exportador de energía. La planificación debe incorporar este escenario, identificando las capacidades de exportación y la infraestructura necesaria para conseguir este objetivo.
11. La expansión de la generación térmica debe considerar la disponibilidad de combustibles, así como las políticas y proyectos actuales y futuros del sector hidrocarbúrico, como es el caso del desarrollo en la explotación del gas natural. Por otra parte no se deben desatender las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales.
12. La expansión de la transmisión debe ajustarse a las nuevas condiciones de generación y demanda, priorizando la seguridad del sistema, la satisfacción de la demanda y el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos.
13. La expansión de la distribución debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la



migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

14. El financiamiento de la expansión en generación, transmisión y distribución, conforme lo determina el Mandato Constituyente No.15, se encuentra principalmente a cargo del Estado, con recursos que provienen de su Presupuesto General. Para identificar alternativas de financiamiento para la expansión del sistema, es imprescindible contar con la información que debe surgir del Plan Maestro de Electrificación, en relación con la inversión requerida y la programación decenal de recursos.

Bajo estas políticas y lineamientos, el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 ha sido desarrollado en coordinación con todos los actores involucrados, y en comunicación permanente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

1.5. Contenido

El **Volumen III**, “Perspectivas y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano” constituye el centro del PME 2013 - 2022. Este volumen está compuesto por cuatro capítulos distribuidos de la siguiente manera:

- En el **Capítulo 1** se presenta la introducción del Volumen III.
- Teniendo como lineamiento el objetivo del Gobierno Nacional de revertir la condición deficitaria de oferta de energía eléctrica mediante el impulso decidido a construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, en el **Capítulo 2**, relacionado con el Plan de Expansión de Generación, se ha establecido el equipamiento e inversión en generación, para el periodo 2013 - 2022, requeridos para garantizar el abastecimiento interno de potencia y energía, en condiciones de calidad y seguridad, considerando incertidumbres y además la posibilidad de que el sistema sea exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.
- Para garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, con adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos se ha desarrollado el Plan de Expansión de Transmisión en el **Capítulo 3**. Dicho documento ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por parte del MEER y tomando en consideración las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir. El Plan de Expansión de Transmisión ha sido elaborado con una visión integral del país. Se ha priorizado la atención y crecimiento tendencial de la demanda, incorporación de importantes cargas al sistema, y la necesidad de evacuar la energía eléctrica de las centrales de generación que permitirán el cambio de la matriz energética en el Ecuador.
- En el **Capítulo 4**, se presentan los planes de las diferentes empresas eléctricas de distribución, con obras para su realización en el corto plazo, como resultado de una planificación principalmente anual que actualmente se realiza en las empresas eléctricas de distribución del territorio continental e Islas Galápagos.
- En el **Capítulo 5**, se analiza el impacto económico del PME 2013 - 2022, en algunas variables de la economía del Ecuador, como el PIB, la Demanda de Energía Eléctrica y el PIB sectorial; así como los análisis económicos de los resultados de los modelos econométricos implementados. Se han proyectado las necesidades de capital para la implementación del PME bajo diferentes escenarios, y dado que la cifra requerida es significativa, se ha identificado que es necesaria una priorización para la ejecución de obras con el dinero del Estado y a gestionar su financiación con la consecución de recursos en la banca multilateral, así como la consideración de inversión proveniente del sector privado.



2

Expansión de la Generación

Expansión de la Generación 2

Objetivo General

Establecer el equipamiento e inversión en generación, para el periodo 2013 - 2022, requeridos para garantizar el abastecimiento interno de la demanda de potencia y energía, en condiciones de calidad y seguridad, considerando incertidumbres y, además, la posibilidad de que el sistema sea exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.

Objetivos Específicos

- Estimar los recursos energéticos que se utilizarán en los estudios de expansión de la generación.
- Definir en base a criterios de: nivel de estudios disponibles y de factibilidad técnico -económica básica, un listado de proyectos que sería considerados como candidatos dentro de los estudios de expansión de la generación.
- Realizar los estudios de soporte, con la ayuda de modelos computacionales, para establecer un plan de expansión en el segmento de generación.
- Determinar las reservas de potencia, energía, consumo de combustibles y emisiones de CO₂ para el periodo 2013 - 2022.

2.1. Introducción

La generación de energía eléctrica eficiente es el pilar fundamental para cumplir con el objetivo de suministrar electricidad a todo el Ecuador y abastecer adecuadamente sus necesidades de demanda, cumpliendo con criterios de calidad y seguridad. El desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía es una situación no deseable que trae como consecuencias, posibles desabastecimientos, apagones y afectaciones a la economía del país.

Ante probables desabastecimientos temporales, la solución puede tener una respuesta en periodos de horas en función de la disponibilidad de reservas en el parque generador que permitan suplir dicho déficit instantáneo. Aquellos desabastecimientos con características críticas, como: escenarios de estiaje, déficit en combustibles, o falta de recursos de generación, tardarán en ser solventados en semanas o en meses. El resolver los problemas de tipo estructural puede demandar años, requiriendo para ello reformas profundas en la reglamentación del sector eléctrico.

En este capítulo se presenta el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, que pretende solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el Sistema Nacional Interconectado, S.N.I., y que lo vuelve vulnerable en los periodos de estiaje, determinando además generación y reservas para cubrir la demanda de cargas especiales y posibilidades de exportación de energía.



Al plantearse la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE, en 1996, se otorgó a la inversión privada la posibilidad de participar en la ejecución de proyectos tendientes a la provisión del servicio eléctrico en todas las etapas: generación, transmisión y distribución. Lamentablemente, la inversión no estuvo acorde a las necesidades del país y provocó que se presenten déficits de energía eléctrica que trajeron consigo resultados negativos, debiendo el sistema importar energía e invertir en centrales térmicas de rápida instalación y altos costos operativos.

En el 2008, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15, el Estado asume las inversiones en el sector estratégico de electricidad, iniciándose las gestiones tendientes a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, con los cuales y conforme a la planificación de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano realizada por el CONELEC (LRSE, Artículos 5a y 13b), se obtiene como resultado proyectos de generación hidroeléctrica y proyectos de generación térmica, todos de carácter público; a más de aquella generación con energías renovables como eólica y geotérmica y de aportes pequeños de inversión en generación privada, incentivándose a la inversión privada en proyectos de energías renovables no convencionales, ERNC.

En la presente sección, se describen los resultados obtenidos en la planificación de la expansión de la generación para el periodo 2013 - 2022. Se detallan las centrales de generación que son necesarias para cubrir la proyección de la demanda eléctrica, misma que ha considerado nuevos elementos de desarrollo como proyectos industriales y mineros, de refinación de combustibles, transporte, explotación petrolera y otros elementos relacionados con el cambio en la matriz energética del Ecuador y el uso eficiente de la energía.

2.2. Supuestos Empleados en el Análisis

Las políticas energéticas y factores de calidad y seguridad eléctrica, así como los lineamientos relativos a soberanía y eficiencia energética, permiten simplificar el proceso de simulación del sistema eléctrico ecuatoriano, en base a directrices que guiarán el proceso hacia objetivos concretos y al establecimiento de metas para definir la matriz energética del sistema. Los supuestos son:

Demanda: se consideran varios escenarios de crecimiento, denominados hipótesis, de los cuales el que incorpora la proyección estadística de la demanda sirve de punto de partida para la configuración de los demás escenarios, en función de la inclusión de cargas adicionales como: desarrollo industrial, transporte eléctrico, Refinería del Pacífico, industria petroquímica, sustitución de gas licuado de petróleo, GLP, por electricidad para cocción, e integración del sistema eléctrico petrolero al S.N.I. El cambio en la matriz productiva, la sustitución de GLP por electricidad en cocción, el plan de eficiencia energética que establece el cambio a luminarias eficientes, refrigeradoras, aires acondicionados y calefones, establecen escenarios de crecimiento menor, medio y mayor para cada hipótesis, cuyo detalle se presenta en el Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda.

Interconexiones: no se consideran las interconexiones eléctricas con los enlaces existentes a países vecinos, el abastecimiento será únicamente con recursos propios (Ecuador en autarquía). Se considera la exportación de energía eléctrica, bajo condiciones de abastecimiento local satisfechas, los excedentes de energía son debido a regímenes hidrológicos altos y en base a los acuerdos operativos y comerciales.

Retiro de centrales térmicas: se considera el retiro de aquellas centrales térmicas para las que no se ha planificado su rehabilitación debido a su obsolescencia técnica declarada por el CONELEC, y que han sido desplazadas por tecnologías más baratas en base a combustibles menos costosos y menos contaminantes.

Cumplimiento de metas en eficiencia energética: conforme a los planes de eficiencia emitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, sus políticas y lineamientos energéticos, se realizarán simulaciones en las cuales se proyecta la demanda con diferentes índices de ingreso y penetración de los distintos programas y proyectos sobre eficiencia energética.



Cargas especiales, cambio de matriz energética: plan de inclusión de cocinas eléctricas que disminuirá sustancialmente el uso de GLP en el país. Otra carga especial constituye la Refinería del Pacífico, que a partir del 2016 su consumo será de 370 MW. Los grandes proyectos de transporte masivo como el Metro de la ciudad de Quito y el Tranvía en Cuenca, necesitarán un suministro de cerca de 75 MW de potencia en el 2016.

2.3. Infraestructura Existente

El parque hidrotérmico disponible para producción de energía eléctrica en el Ecuador consta de 16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1 - 1.100 MW) y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general. En la tabla No. 2.1 se indican las características de éstas centrales y en la tabla No. 2.2 constan las centrales de ERNC. En la tabla No. 2.3 consta el parque termoeléctrico existente a diciembre de 2012.

En el país existen cuatro centrales con embalses que son considerados como de regulación el embalse de Mazar, con una regulación mensual de caudales, que permite la operación de la central del mismo nombre y la regulación del caudal de ingreso hacia el embalse Amaluz de la Central Molino, volviéndolo a éste un embalse con regulación semanal. Otro embalse con regulación semanal es el de Daule Peripa de la central hidroeléctrica Marcel Laniado, aunque el propósito principal de su presa es el manejo y control del riego e inundaciones en la cuenca alta del río Guayas, su operación permite un manejo semanal de los caudales utilizados en la generación de la central. Adicionalmente, la central hidroeléctrica Pucará tiene el embalse Pisayambo. Estos embalses, al encontrarse cada uno en una vertiente hidrográfica diferente, poseen una cuasi-complementariedad hidrológica, permitiendo mantener las reservas energéticas apropiadas durante condiciones no extremas de estiaje mediante una adecuada política operativa de embalses.

El resto de reservorios cumplen una función de regulación horaria, manteniendo la reserva suficiente para la operación en horas de punta, por lo que se consideran como centrales de pasada. Tal es el caso de las centrales Agoyán y San Francisco.

Once son las centrales que han sido construidas en los últimos 20 años y la mayoría están actualmente en operación; en orden cronológico se tiene: Hidronación (213 MW), Loreto (2,3 MW), Hidroabanico (38 MW), San Francisco (230 MW), Calope (16,6 MW), Sibimbe (16 MW), La Esperanza (6 MW), Poza Honda (3 MW), Mazar (170 MW), Ocaña (26 MW) y Buenos Aires (1 MW), las cinco últimas en los 8 años recientes; el resto de centrales hidroeléctricas de la lista de la tabla No. 2.1, poseen tecnologías de hace 50 años (Elecaastro) y de hace 30 años (Molino, Agoyán); de éstas, la central de Mazar y principalmente su embalse son importantes por su papel de regulación de caudal turbinado y vertido para la central Molino, la más grande del país, hasta que se construya el proyecto hidroeléctrico emblemático Coca Codo Sinclair (1.500 MW).

En cuanto al parque termoeléctrico, la infraestructura y tecnología data de hace más de 30 años, con generadores de combustión interna, unidades de vapor y a gas. Existen unidades que utilizan gas natural como combustible y que actualmente son operadas por CELEC EP Termogas Machala. Entre estas unidades se encuentran dos turbinas de 65 MW cada una, anteriormente pertenecientes al sector privado y 6 unidades de 20 MW cada una, adquiridas por el estado ecuatoriano, que fueron trasladadas desde su ubicación inicial en Pascuales a mediados de 2012.

TABLA No. 2.1: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, AÑO 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		Total	108	2.256	11.837	

TABLA No. 2.2: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN GENERACIÓN RENOVABLE, AÑO 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
		Total	22	109,90	296,35

* ERNC: Energía Renovable No Convencional Incorporada al S.N.I.



TABLA No. 2.3: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA A DICIEMBRE 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbovapor	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbovapor	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMIJÓ	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6		ESMERALDAS	Térmica Turbovapor	132,50	131,00	755,35
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaastro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbovapor	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbovapor	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbíos	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
Total		43	Total	2.287,25	2.136,54	6.944,78

2.4. Diagnóstico de la Gestión de la Generación del Sector Eléctrico

La Constitución de la República y el Plan Nacional para el Buen Vivir, promueven el mejoramiento y la ampliación de la cobertura del sistema eléctrico, garantizando el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales. Para llevar a efecto este objetivo, se requiere que dentro del Plan Maestro de Electrificación exista un análisis profundo de la Gestión de la Generación del Sector Eléctrico.

2.4.1 Seguridad en el abastecimiento de la demanda

Se consideran los siguientes índices:





FIG. No. 2.1: SEGURIDAD EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Esta sección muestra el diagnóstico de la coordinación hidro - térmica para el abastecimiento de la demanda; es decir, se evalúa el nivel de incertidumbre con el que se obtiene la información de entrada que utiliza el CENACE en su proceso de despacho económico y la determinación de las reservas de potencia y energía.

Se considera el análisis de los siguientes índices: reserva hidráulica en los embalses, pronóstico de los caudales promedio semanales, ejecución del plan de mantenimiento de la generación, y la disponibilidad de la generación. Estos temas no pueden por separado como cuestiones de orden operativo, sino integralmente como índices del sistema. En la tabla No. 2.4 se indican los índices a calcularse.

TABLA No. 2.4: ÍNDICES DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Descripción	Formulación	Frecuencia de cálculo	Señal de alerta	Motivación	Información Fuente
Índice General Energético (GWh)	Diferencia entre el embalse equivalente real y embalse equivalente esperado	Semanal	Cuando el embalse equivalente real es menor al esperado	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva que cubra las incertidumbres en los pronósticos de los caudales, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos y cálculo)
Reserva de potencia (%)	$\frac{\text{Potencia Disponible(MW)} - \text{Potencia Despachada(MW)}}{\text{Potencia Disponible (MW)}}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva de potencia para cubrir los desbalances de generación Vs. carga	CENACE (base de datos)
Reserva de energía (%)	$\frac{\text{Energía Disponible (MWh)} - \text{Energía Despachada (MWh)}}{\text{Energía Disponible (MWh)}}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva hidráulica y térmica que cubra los periodos de estiaje, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos)
Ejecución de los planes de mantenimiento de generación (%)	(Número de mantenimientos ejecutados/Número de mantenimientos programados) * 100	Mensual	Cuando el indicador sea menor al 95 %	Reducción de la indisponibilidad en el parque generador	CENACE (base de datos)
Índice de indisponibilidad de generación (%)	$\frac{\sum \text{Potencia Indisponible} \cdot \text{Horas Indisponibles}}{\sum \text{Potencia Total} \cdot \text{Horas Totales}}$	Mensual	Mayor que el 7 % para las térmicas y que el 3 % para las hidráulicas	Reducción de los índices de indisponibilidad del parque generador	CENACE (base de datos)
Pronóstico de caudales promedio semanales (%)	$\left(1 - \frac{\text{No. de semanas con desvío}}{\text{No. de semanas del trimestre}}\right) \cdot 100$ Desvío: el caudal semanal real debe estar dentro de los límites superior e inferior del intervalo pronosticado por el CENACE	Trimestre	Cuando el indicador esté por debajo del 95 %	Correcto manejo de los embalses en la coordinación hidro - térmica	CENACE (base de datos)



2.4.2 Cálculo del Índice General Energético – IGE

El periodo de cálculo de este índice va desde la primera semana de enero de 2011 hasta el 5 de junio 2012. El índice general energético se calcula sobre la base de la siguiente fórmula:

$$IGE = (\text{Embalse equivalente real} - \text{Embalse equivalente esperado})$$

Donde:

- Embalse equivalente real: reserva energética real, tomada semanalmente y expresada en GWh.
- Embalse equivalente esperado: reserva energética semanal esperada (pronosticada), y expresada en GWh.

En la figura No. 2.2 se muestran las evaluaciones del IGE proporcionadas por el CENACE. Para garantizar la suficiencia de la reserva energética hidráulica, se debe verificar que la curva del embalse equivalente real se encuentre siempre por encima de la curva del embalse equivalente esperado o pronosticado; es decir, la diferencia entre el embalse equivalente real y el esperado debe ser siempre positiva.

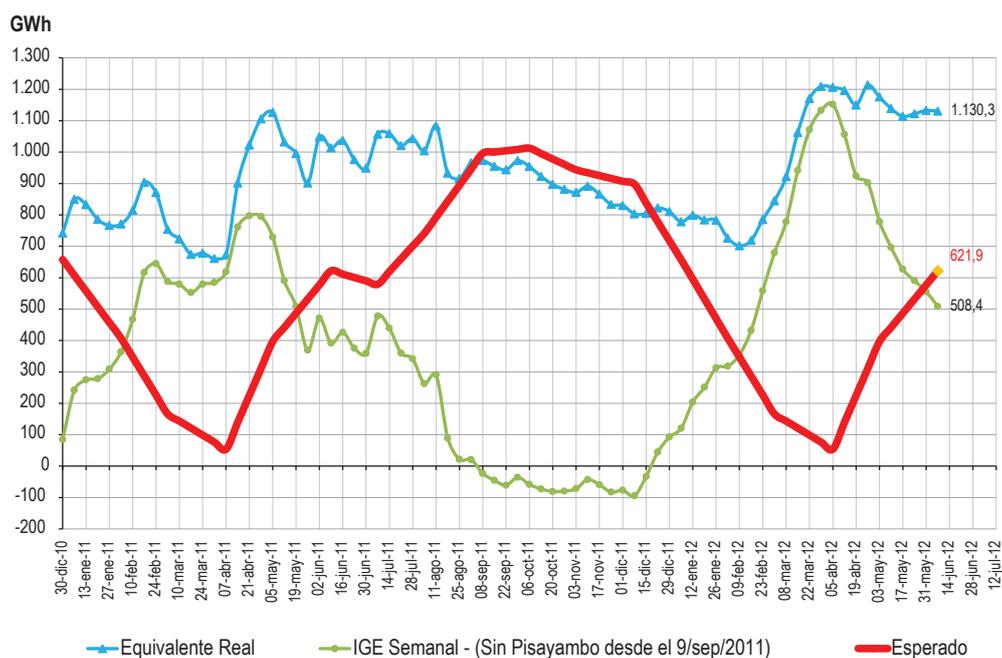


FIG. No. 2.2: ÍNDICE GENERAL ENERGÉTICO SEMANAL REAL Y REFERENCIAL, PERIODO ENERO 2011 - JUNIO 2012

Nótese que en el periodo de evaluación; durante 61 de las 76 semanas, se tiene que el embalse equivalente real está por encima del embalse equivalente esperado; es decir, que para el 80,26 % de los casos, el embalse equivalente real estuvo por encima del valor esperado.

De la figura No. 2.2 se desprende que existen semanas en las que el embalse equivalente real está por debajo del esperado. Una de las causas de este resultado tiene su origen en las desviaciones de los pronósticos de los caudales promedio semanales, debido a la dificultad de obtener con exactitud los valores de caudales de los ríos afluentes a los embalses del S.N.I.

2.4.3 Cálculo de los índices de reserva de potencia y energía

2.4.3.1 Cálculo de la reserva de potencia

Los niveles de reserva de potencia se calculan con resolución horaria; mientras que la reserva de energía disponible se obtiene para la demanda mínima (23:00 – 06:00 horas), media (07:00 – 17:00 horas) y máxima (18:00 – 22:00), cuyos resultados se muestran mensualmente en el periodo de enero 2011 a julio 2012.

La reserva de potencia se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Reserva de potencia}(\%) = \frac{\text{Potencia Disponible}(MW) - \text{Potencia Despachada}(MW)}{\text{Potencia Disponible}(MW)} \cdot 100$$

Donde:

Potencia Disponible: potencia que pueden suministrar las unidades generadoras para cubrir la demanda, determinada por la diferencia entre la potencia nominal de las unidades y la potencia debida a las indisponibilidades por falla y por mantenimiento, expresada en MW.

Potencia Despachada: potencia que entregan las unidades de generación, de acuerdo con el despacho económico del CENACE, expresada en MW.

2.4.3.2 Cálculo de la reserva de energía

La reserva de energía se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Reserva de energía}(\%) = \frac{\text{Energía Disponible}(MWh) - \text{Energía Despachada}(MWh)}{\text{Energía Disponible}(MWh)} \cdot 100$$

Donde:

La energía disponible y la energía despachada mantienen los conceptos de potencia disponible y potencia despachada definida en las unidades de tiempo correspondientes.

Las reservas de energía se calculan sumando las reservas de potencia en las horas de los diferentes periodos de la curva de carga diaria.

En la tabla No. 2.5 se muestra la reserva de potencia disponible. Para este periodo de estudio se tienen niveles de reserva de potencia inferiores al 10 % en demanda máxima en todos los días, lo cual puede significar riesgos en el abastecimiento de la demanda; sin embargo, se registran elevados niveles de reserva de potencia en las horas de demanda media y mínima, pero esto no indica que el abastecimiento es seguro para todo el día.

Desde el punto de vista eléctrico, la insuficiente reserva de potencia puede significar que el sistema no opere de forma segura en régimen de falla. La reserva de potencia total considera la potencia primaria y secundaria, cabe indicar que la insuficiente reserva primaria puede llevar a la inestabilidad por frecuencia del sistema, sobre todo si no se cuenta con el estatismo debido a la interconexión con Colombia, el cual permite el amortiguamiento de la caída de la frecuencia.

Según el estudio para la determinación de la reserva rodante elaborado por el CENACE, la reserva primaria, en el caso de perder la interconexión con Colombia, debe ser del 5 % o superior. Como se muestra en la tabla No. 2.5, lo anterior no ocurre. Es recomendable la incorporación de unidades destinadas a aumentar la reserva primaria. Por su velocidad de respuesta y características dinámicas, es recomendable que estas unidades al ser incorporadas sean térmicas.



2. Expansión de la Generación

TABLA No. 2.5: RESERVA DE POTENCIA (%)

AÑO 2011												
Hora/Fecha	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
01:00	46	41	51	38	36	35	33	34	45	49	50	38
02:00	49	44	54	41	39	39	36	37	48	53	52	43
03:00	51	45	55	43	40	40	38	38	49	54	53	45
04:00	52	45	56	43	21	41	38	39	50	55	53	46
05:00	51	45	55	42	20	40	38	38	48	53	51	45
06:00	46	41	50	38	36	35	34	33	42	49	48	42
07:00	45	41	49	39	37	35	35	33	42	48	47	42
08:00	40	37	45	34	33	31	30	29	38	44	43	37
09:00	34	31	37	28	26	24	23	24	31	37	37	30
10:00	30	27	32	24	23	21	20	21	28	33	34	25
11:00	28	25	30	21	21	19	18	20	26	31	32	23
12:00	27	25	29	21	20	19	18	19	25	31	31	22
13:00	27	25	30	22	21	20	18	20	26	32	32	22
14:00	27	25	30	21	20	19	18	19	25	31	31	22
15:00	26	25	28	21	20	18	18	19	23	30	30	21
16:00	26	25	29	21	20	18	18	20	24	30	31	22
17:00	25	25	31	22	20	19	19	21	25	31	32	22
18:00	21	22	30	22	20	18	19	21	23	27	29	20
19:00	6	5	12	10	10	95	10	12	10	14	11	6
19:30	5	3	11	10	10	9	9	11	10	15	12	6
20:00	5	4	12	11	11	10	10	13	11	16	13	7
21:00	11	9	15	15	14	12	11	15	16	21	18	10
22:00	17	19	26	21	19	17	16	20	25	30	29	18
23:00	29	29	36	28	25	25	23	25	33	40	38	27
24:00	40	37	46	34	33	31	29	32	30	47	45	35

AÑO 2012						
Hora/Fecha	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
01:00	34	37	35	32	40	35
02:00	38	40	38	36	42	39
03:00	39	42	40	38	44	40
04:00	40	43	41	39	45	41
05:00	39	42	40	38	43	40
06:00	35	38	37	33	36	35
07:00	36	39	38	35	36	38
08:00	32	34	33	30	30	31
09:00	25	27	25	22	24	23
10:00	22	23	21	17	19	18
11:00	19	20	19	15	17	15
12:00	19	20	19	14	17	15
13:00	19	21	19	15	19	16
14:00	18	20	18	14	18	15
15:00	19	20	17	14	16	14
16:00	19	20	18	14	16	15
17:00	19	21	10	16	18	17
18:00	18	21	20	16	18	18
19:00	9	9	7	7	8	4
19:30	8	7	6	6	7	4
20:00	8	8	7	7	8	5
21:00	12	13	11	9	11	9
22:00	17	18	17	13	16	16
23:00	24	25	25	21	25	24
24:00	31	33	32	29	29	31

En la tabla No. 2.6 se indica la reserva de energía para las diferentes bandas horarias.

TABLA No. 2.6: RESERVA DE ENERGÍA (%)

AÑO 2011												
Demanda/ Fecha	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mínima	46	41	51	38	36	36	36	36	46	51	48	39
Media	31	28	35	24	24	22	24	24	30	35	34	26
Máxima	11	9	18	12	13	13	17	12	16	21	18	11

AÑO 2012						
Demanda/ Fecha	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Mínima	35	33	36	33	38	36
Media	21	24	23	18	21	20
Máxima	12	13	12	10	11	9

Fuente: CENACE

Nótese que en la demanda máxima se tienen niveles de reserva de energía inferiores al límite mínimo del 10%; es decir, existe el riesgo de no abastecer las necesidades energéticas del corto plazo.

2.4.4 Ejecución de los planes de mantenimiento de generación

Sobre la base de la información de los mantenimientos de generación emitida por el CENACE, se procedió a evaluar mensualmente la ejecución de los mismos para el periodo comprendido entre enero y junio de 2012.

$$Ejec\ Plan\ Mantenimiento\ \% = \frac{Número\ de\ mantenimientos\ ejecutados}{Número\ de\ mantenimientos\ programados} \cdot 100$$

Como criterio de cumplimiento este índice debe ser igual o mayor al 95%.



2. Expansión de la Generación

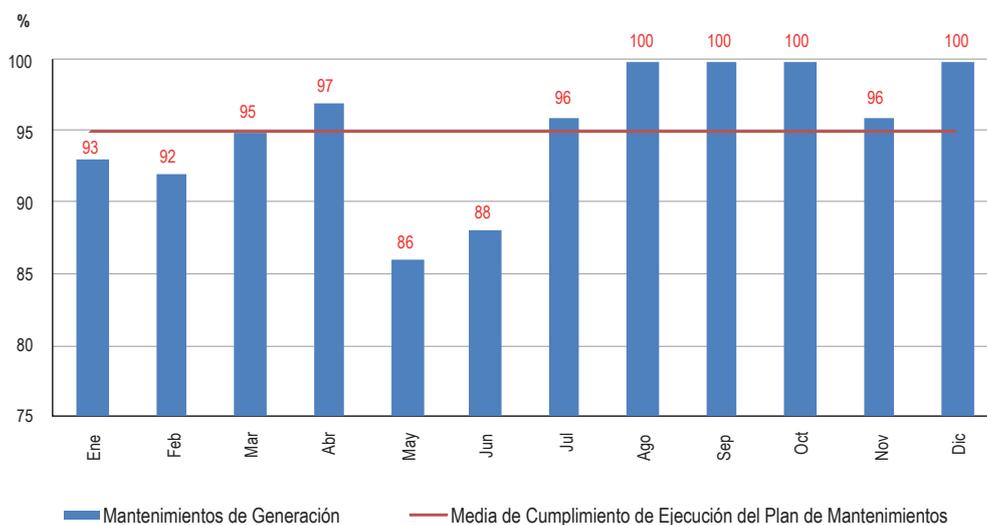


FIG. No. 2.3: GRÁFICA DE CUMPLIMIENTO DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE GENERACIÓN, AÑO 2011

En el mes de mayo de 2011, el nivel de cumplimiento en la ejecución del plan de mantenimientos fue sensiblemente menor al de los demás meses, producido por el diferimiento de los mantenimientos de las centrales El Descanso y Guangopolo.

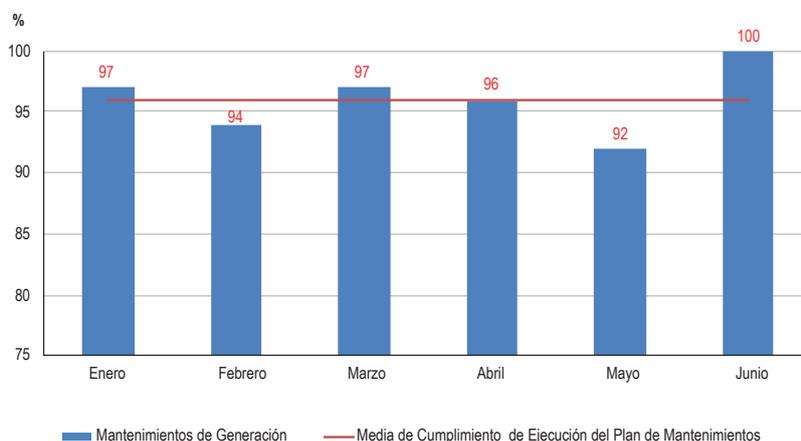


FIG. No. 2.4: GRÁFICA DE CUMPLIMIENTO DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE GENERACIÓN, PRIMER SEMESTRE 2012

En el mes de febrero de 2012, el nivel de cumplimiento en la ejecución del plan de mantenimientos fue menor al de los demás meses, debido a la suspensión del mantenimiento de la central Guangopolo; mientras que, en el mes de mayo, se produjo por el diferimiento de los mantenimientos de las centrales Saucay y San Francisco.

En promedio para el periodo analizado, enero de 2011 a junio de 2012, el cumplimiento de los mantenimientos programados es del 96 %, con una desviación estándar del 3%.



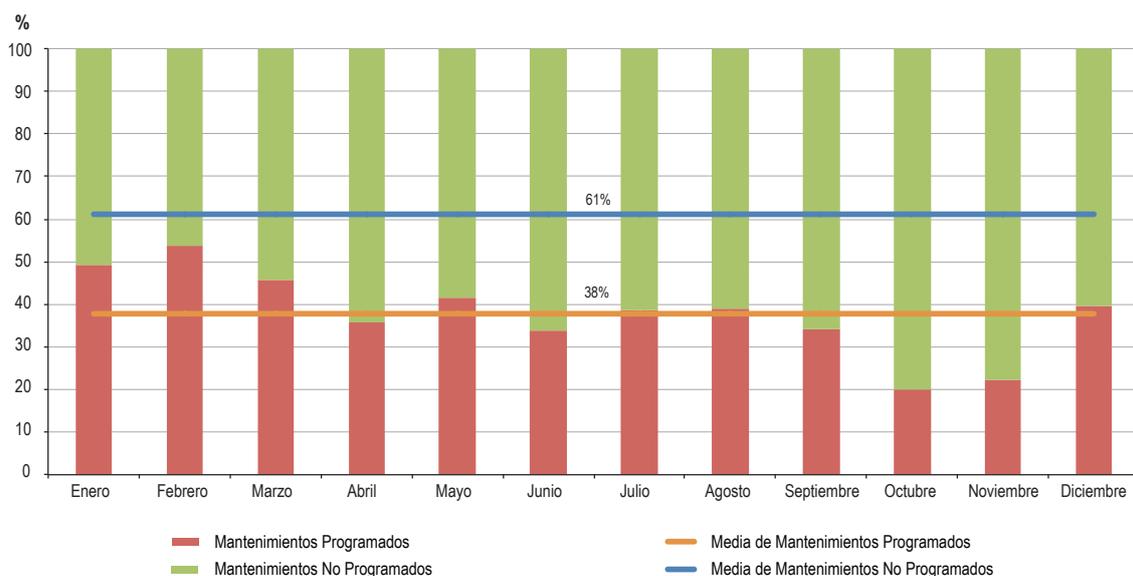


FIG. No. 2.5: RELACIÓN ENTRE LOS MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y NO PROGRAMADOS, AÑO 2011

La media de los mantenimientos no programados en el 2011, supera en un 24 % al promedio de los mantenimientos establecidos en el Plan Anual de Operación consolidado y elaborado por el CENACE, pero esto no afectó el abastecimiento normal al S.N.I.

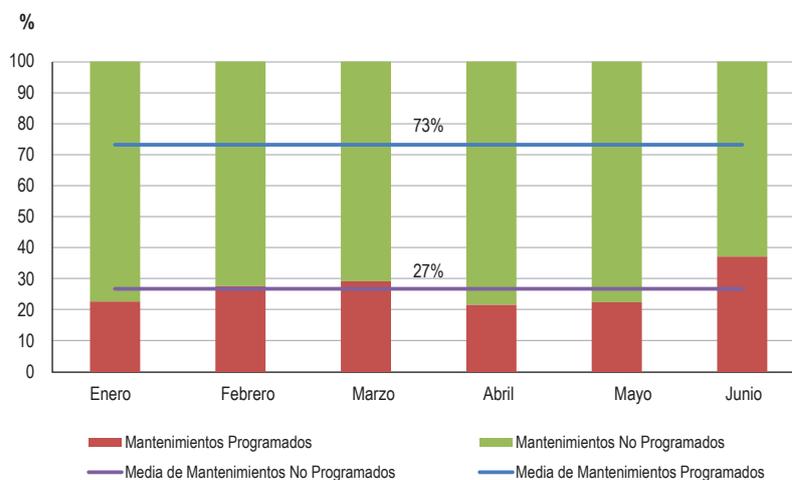


FIG. No. 2.6: RELACIÓN ENTRE LOS MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y NO PROGRAMADOS, PRIMER SEMESTRE 2012

Para el 2012, la diferencia entre los promedios de los mantenimientos no programados y los programados es de un 46 %, lo que significa que el problema de la indisponibilidad de generación asociada a la ejecución de mantenimientos, no radica en el cumplimiento del plan anual elaborado por el CENACE, sino más bien en el número elevado de mantenimientos emergentes.

Considerando que la diferencia entre el porcentaje de mantenimientos no planificados con respecto a los planificados es mayor en el 2012 que en el 2011; se puede concluir que es necesario implementar una política de gestión de activos, encaminada a la reducción de las paradas emergentes. La gestión del mantenimiento preventivo es un concepto moderno que se aplica a nivel mundial.¹

1 Ejemplo de esto es la introducción paulatina de las Publicly Available Specification PAS 55 en CELEC EP, como parte de un programa de gestión de activos desarrollado desde el 2012.

2.4.5 Índice de indisponibilidad de generación

Los valores que se muestran en la tabla No. 2.7, son los estándares de indisponibilidad aceptable en el S.N.I., los mismos que corresponden a metas internacionales que han sido adoptadas por CELEC EP²:

TABLA No. 2.7: PORCENTAJES ACEPTABLES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

Generación	Indisponibilidad de generación
Hidráulica	3 %
Térmica	7 %

A partir de la información proporcionada por el CENACE, se calculó la indisponibilidad de generación. El periodo de estudio está comprendido entre enero de 2011 y abril de 2012.

El porcentaje de indisponibilidad de generación se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Indisponibilidad (\%)} = \frac{\sum \text{Potencia indisponible} \cdot \text{Horas indisponibles}}{\sum \text{Potencia total} \cdot \text{Horas totales}} \cdot 100$$

Donde:

La indisponibilidad de generación se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Potencia Indisponible (MW)} = \text{Potencia Nominal Instalada} - \text{Potencia Disponible}$$

Para el cálculo de los porcentajes de indisponibilidad se consideraron las centrales más en el periodo de estudio, su representatividad en el despacho económico, y su sensibilidad en el cálculo del índice.

El criterio de representatividad se estableció excluyendo a las centrales cuya indisponibilidad no afectaba en el cómputo final del índice.

TABLA No. 2.8: CENTRALES EVALUADAS

Hidráulicas	Térmicas
Paute	Esmeraldas
Mazar	Trinitaria
Agoyán	Gonzalo Zevallos
San Francisco	Termogás Machala
Pucará	Enrique García
Marcel Laniado	Aníbal Santos
-	Álvaro Tinajero
-	Victoria II

2 Metas internacionales de la Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America - NERC. Metas adoptadas por CELEC EP.



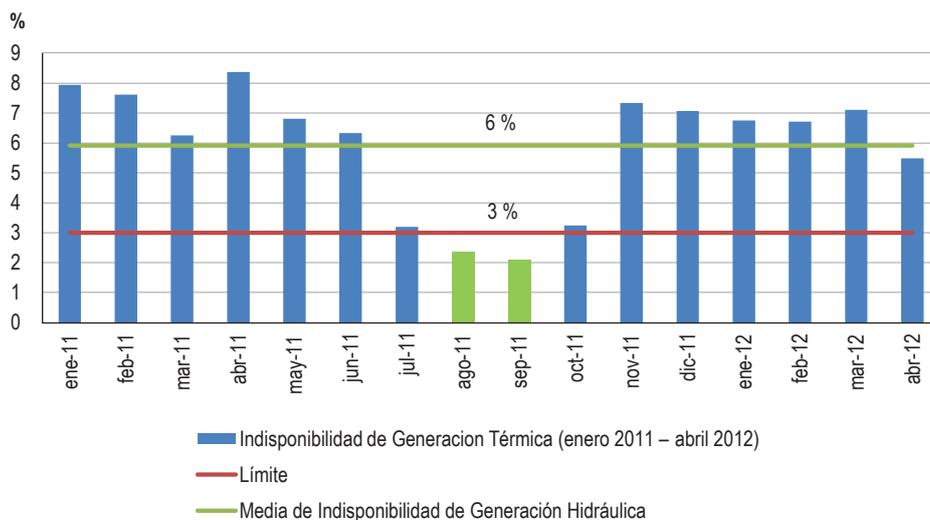


FIG. No. 2.7: INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN HIDRÁULICA (ENERO 2011 – ABRIL 2012)

En la figura No. 2.7 se muestra el porcentaje de indisponibilidad de la generación hidráulica. Nótese que los únicos meses que cumplen con menos del 3% de indisponibilidad son agosto y septiembre de 2011.

El alto nivel de la indisponibilidad hidráulica indica una alarma que está relacionada con la reserva para el control de la frecuencia; es decir, puede afectar la seguridad en la operación del sistema, en caso de falla.

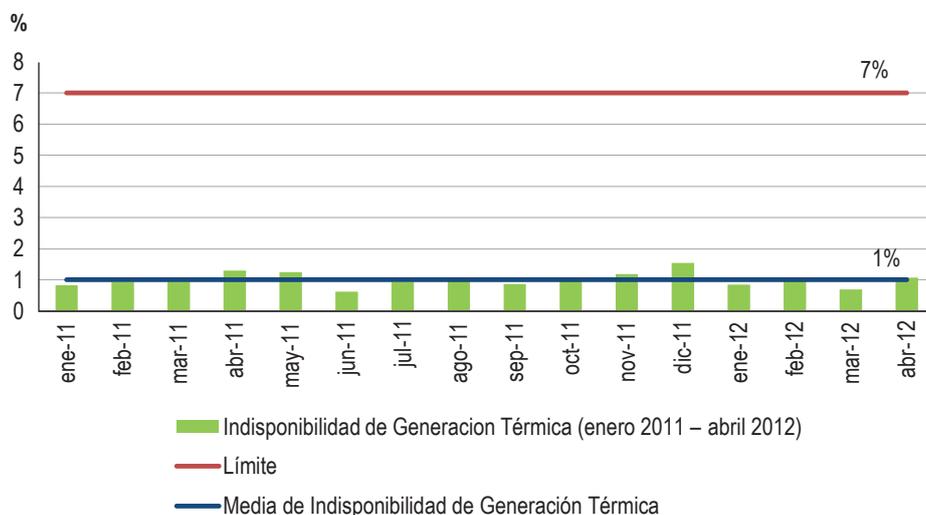


FIG. No. 2.8: INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA (ENERO 2011 – ABRIL 2012)

En la figura No. 2.8 se muestra la indisponibilidad de las centrales térmicas analizadas. En este caso se puede observar que para todo el periodo de estudio, el porcentaje de indisponibilidad está por debajo del margen de seguridad establecido (7%).

2.4.6 Cálculo del índice de pronóstico de caudales promedio semanales

Para el cálculo del índice de pronóstico de los caudales promedio semanales se utiliza una base de datos desde diciembre de 2009 hasta junio de 2012, cuya fuente es el CENACE.

El desvío de los pronósticos de los caudales se lo realiza de acuerdo con la siguiente expresión:

Donde:

$$Desvío(\%) = \left(1 - \frac{No. de semanas con desvío}{No. de semanas del trimestre} \right) \cdot 100$$

Desvío: el caudal semanal real debe estar dentro de los límites superior e inferior del intervalo pronosticado por el CENACE. Estos límites se establecen semanalmente a partir de la desviación estándar del pronóstico, con un nivel de confianza del 80%.

Cabe indicar que para calificar el pronóstico como bueno, el CENACE ha establecido un límite del 92%; considerándose además los siguientes estándares de cumplimiento:

TABLA No. 2.9: ESTÁNDARES ACEPTADOS POR EL CENACE PARA EVALUAR EL CÁLCULO DEL PROMEDIO DE CAUDALES PROMEDIO SEMANAL

100%	Operación Normal
99-91%	Leve Riesgo
90-83 %	Existe Riesgo
< 82%	Peligro

Varios años atrás el sistema eléctrico del país contaba con mediciones hidrológicas de diferentes cuencas geográficas. Hoy en día esta información ya no está disponible porque no existen los equipos para la recopilación de la misma, lo que genera incertidumbre en los pronósticos de los caudales, los mismos que están sujetos a estimaciones y no a mediciones reales.

Dicha incertidumbre se debe a la dificultad técnica para la obtención de la información primaria; por lo que es recomendable realizar mediciones permanentes de los caudales en los ríos afluentes a los embalses del S.N.I., con el fin de obtener registros de los valores mínimos, máximos e intermedios. Esta incertidumbre justifica el criterio de mantener los niveles de reserva de energía y de potencia por encima del 10 % establecido por el CENACE.

2.5. Escenario de Expansión de Referencia

Conforme la demanda eléctrica del Ecuador proyectada para el periodo 2013 - 2022 y propuesta en el Capítulo 1 (Estudio y Gestión de la Demanda) de este Plan, para establecer el escenario Base de la expansión de la generación, se tomó como referencia la Hipótesis 5 de crecimiento de la demanda, la cual considera las políticas oficiales entregadas al CONELEC por parte del MEER como directrices para el establecimiento de criterios en la planificación de la expansión eléctrica del S.N.I.

Lo más importante de la demanda en el horizonte de análisis 2013 - 2022, la política energética relevante incluye el ingreso masivo de 3,5 millones de cocinas eléctricas desde el 2015 hasta el 2017 con una penetración al 80% de clientes residenciales y luego una migración paulatina hasta llegar al 90% en el 2022, además de las siguientes premisas:

- Crecimiento tendencial de consumo,
- Proyectos mineros,
- Industria del acero y cemento,
- Transporte eléctrico masivo (metro de Quito, tranvía de Cuenca).
- Interconexión y abastecimiento al sistema eléctrico petrolero ecuatoriano a través del Proyecto OGE



(Optimización de Generación Eléctrica),

- Cambio de la matriz energética productiva,
- Proyectos de eficiencia energética,
- Ciudad del Conocimiento (Yachay),
- Abastecimiento a la demanda de la Refinería del Pacífico (etapas de construcción y operación).

2.5.1 Clasificación de escenarios

Con la finalidad de determinar la expansión óptima del parque de generación se ha planteado como escenario base la demanda del sistema de la Hipótesis 5 en el periodo de análisis. El escenario abarca la mayor cantidad de proyectos de generación y el mayor crecimiento de demanda, determinando las necesidades extremas de generación a ser proyectadas para cubrir los requerimientos del país en los próximos 10 años, se considera el cumplimiento total de los cronogramas de ejecución de los proyectos tanto de consumo como de producción eléctrica.

2.5.1.1 Escenario base

Este escenario de planificación se refiere a aquel con características elementales tanto en demanda como en generación; es decir, se refiere a la expansión requerida para suplir las necesidades del Ecuador de manera autónoma, sin interconexiones ni intercambios energéticos a través de los enlaces internacionales y con suficientes niveles de reserva para cumplir con los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad.

En este escenario, los proyectos emblemáticos tienen su ingreso y aporte al S.N.I. en las fechas programadas: 2014, 2015 y 2016. Debido al crecimiento de la demanda bajo la Hipótesis 5, para los años 2017 y 2018 se requerirán proyectos de generación hidroeléctrica adicionales y proyectos de generación térmica eficiente que podrían utilizar gas natural o algún otro combustible fósil (150 MW térmicos para el estiaje de 2014). Para dicha hipótesis de crecimiento de la demanda, los proyectos térmicos; Esmeraldas II, Machala Gas 3ra Unidad, y Térmico Machala Ciclo Combinado, no deben retrasar su ingreso ya que su aporte es imprescindible para brindar las reservas y firmeza energética necesaria durante los periodos de estiaje de los años 2013, 2014 y 2015, durante los cuales se concretarán los grandes proyectos hidroeléctricos de la vertiente del Amazonas y del Pacífico.

A partir del ingreso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el abastecimiento de la demanda proyectada permanece sin mayor variación. Sin embargo, ante el ingreso masivo de cocinas eléctricas serán necesarios proyectos adicionales que permitan cubrir la demanda proyectada manteniendo adecuados niveles de reserva que brinden firmeza al sistema, especialmente en época de estiaje.

Los proyectos necesarios para su ingreso en operación y que deberán iniciar ya en 2013 con sus estudios definitivos, según la tabla No. 2.10 son:

- Hidroeléctricos: para operar en el 2016, Soldados Minas Yanuncay y La Merced de Jondachi; para operar en el 2017, Tigre (80 MW); para operar en el 2018: Sabanilla (30 MW); y, para contar con su aporte en el 2021 se han proyectado: Chontal-Chirapí (351 MW) y Paute-Cardenillo (564 MW), respectivamente;
- Térmicos: en el 2014 Proyecto Térmico en Guayaquil (150 MW), Gas Ciclo Simple (250 MW) y Térmica a Gas de Ciclo Combinado (125 MW) en 2017.

En este escenario, las posibilidades de exportación se circunscriben a periodos en los que existen excedentes



2. Expansión de la Generación

en generación; es decir, periodos en los cuales existe suficiente firmeza en el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico nacional. En los periodos en los cuales la generación hidroeléctrica es insuficiente, se complementará la generación con centrales térmicas a gas y/o combustibles fósiles de producción nacional.

La sensibilidad de inversión en los proyectos de generación necesarios ante dichos cambios se la realiza mediante una comparación de los resultados obtenidos para las diferentes hipótesis (hipótesis sin cocinas) no se considera la demanda de las cocinas eléctricas ni la exportación y se supone una disponibilidad mayor de gas del Golfo de Guayaquil para una producción de 1.100 MW (por confirmarse con los estudios de reservas probadas, probables y posibles, de Petroecuador EP).

Para otro caso, se toma en cuenta únicamente un millón de cocinas eléctricas, alimentación a la Refinería del Pacífico (370 MW) y la disponibilidad probada de gas del Golfo para 375 MW en dos unidades térmicas (Ciclo combinado), se consideró una fuente segura de producción eléctrica a la generación con gas, por su rápida instalación y operación eficiente, para brindar condiciones de firmeza en el sistema y zonas cercanas a la Refinería del Pacífico. Estas sensibilidades fueron analizadas, pero el único caso presentado es el escenario de más probabilidad de ocurrencia como lo es la Hipótesis 5.

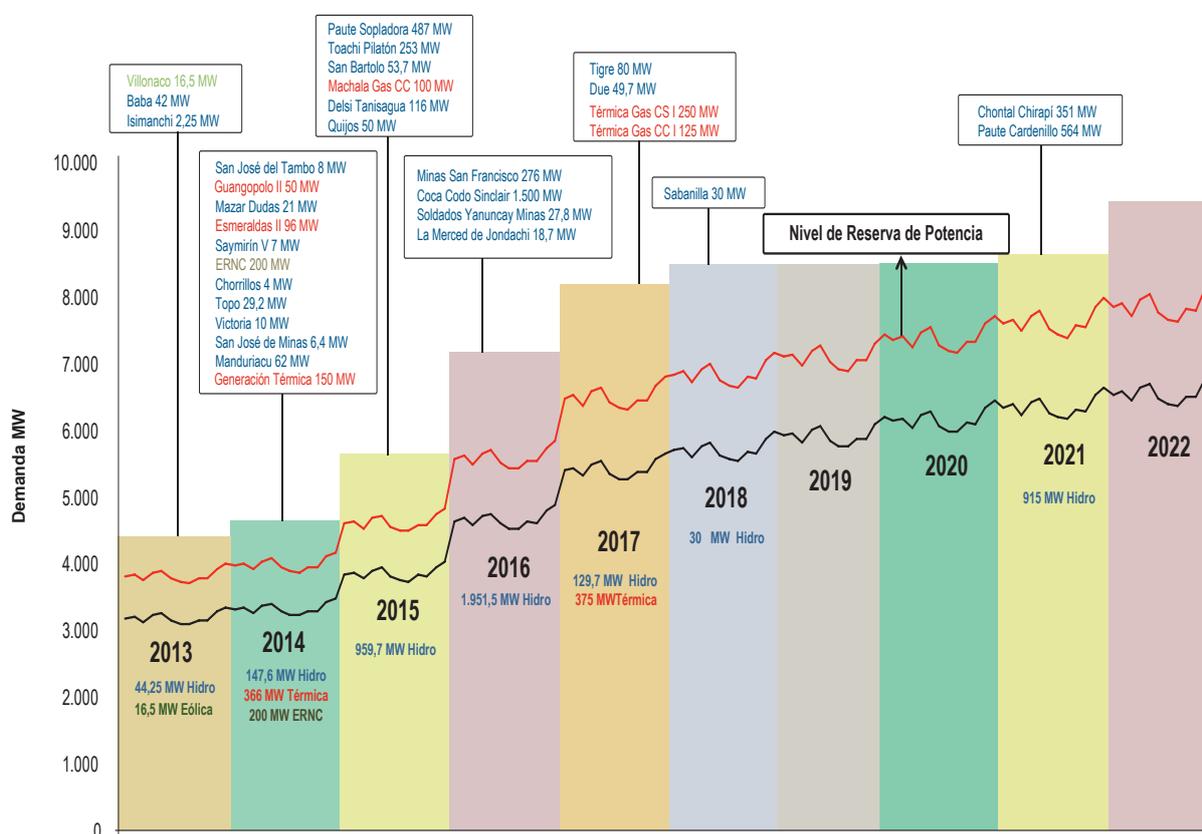


FIG. No. 2.9: INFRAESTRUCTURA EN GENERACIÓN PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022

TABLA No. 2.10: PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2013 - 2022

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público / Privado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Provincia	Cantón	Inversiones 2013 - 2022 (MUSD)	
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Edificio	16,5	64	Loja	Loja	14,39	
jun-13	Baba	Hidrofloral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	Los Ríos	Buena Fé	15,93	
oct-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	0,79	
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	Bolívar	Chillanes	11,88	
mar-14	Guangopolo II (60 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	Pichincha	Quito	29,79	
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozoques	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	Cañar	Azogues	36,90	
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	Esmeraldas	Esmeraldas	77,01	
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	Azuay	Cuenca	6,02	
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	Varias	Varios	579,50	
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	5,61	
ago-14	Topo	Pernafía Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	Tungurahua	Baños	25,77	
sep-14	Victoria	HidroVictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	Napo	Quijos	9,65	
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	11,20	
nov-14	Mandunacu	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	Pichincha	Quito	117,90	
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	El Oro	Machala	83,82	
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051	Guayas	Guayaquil	195,00	
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448,98	
may-15	Toachi - Plátón	Hidrotopi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	Pichincha, Táchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341,84	
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63,02	
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	El Oro	Machala	167,01	
dic-15	Deisi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	Zamora Chinchipe	Zamora	120,38	
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	Napo	Quijos	86,41	
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	Azuay	A 82 km al este de la ciudad de Cuenca	419,03	
feb-16	Coca Codo Sintclair	CocaSintclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbaqui	1.482,77	
mar-16	Solidados Minas Yanuncay	Elecaustro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	59,02	
oct-16	La Merced de Jordachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	Napo	Archidona	30,19	
dic-16	Santa Cruz	Hidrocrúz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	Zamora Chinchipe	El Paigui	250,00	
ene-17	Tigre	Hidroequinoocio EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173,76	
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	421	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70,33	
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	Guayas	Guayaquil	325,00	
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	Guayas	Guayaquil	162,60	
may-18	Sabanilla	Hidreigen S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	Zamora Chinchipe	Zamora	60,13	
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enemonte	Prefactibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.766	Pichincha	Quito	561,38	
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.356	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041,00	
Total									5.227	30.142	7.083,50

2.6. Consumo Total del Parque Generador

El incremento de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles ha permitido satisfacer la demanda en época de estiaje; sin embargo, esto ha implicado mayores costos de generación debido al crecimiento del consumo anual de diésel, fuel oil, nafta y residuo.

El historial, desde el 2000 hasta el 2012, del consumo de combustibles líquidos del parque generador se presenta en la figura No. 2.10:

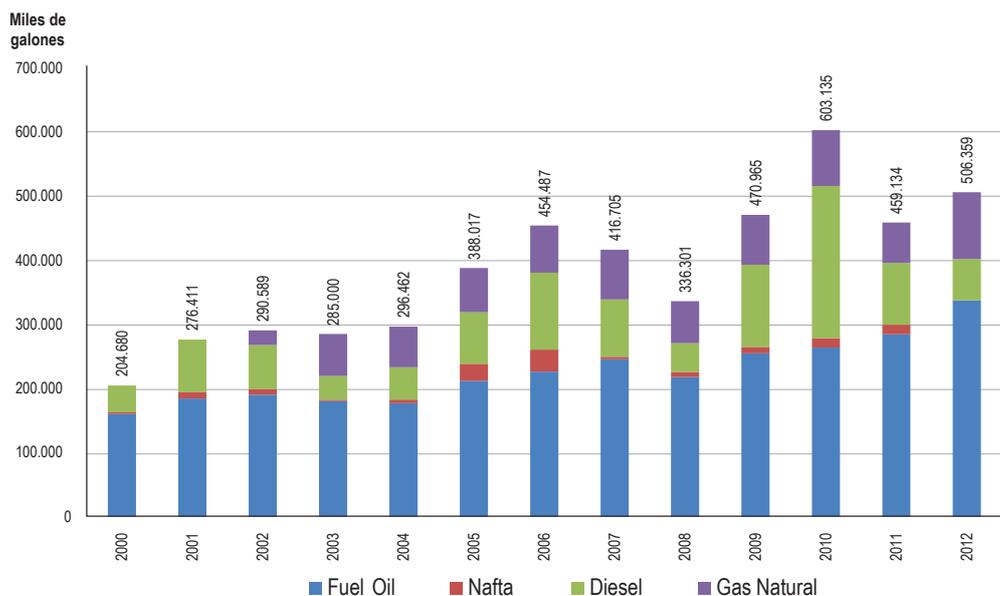


FIG. No. 2.10: CONSUMO DE COMBUSTIBLES, PERIODO 2000 – 2012

Año	Fuel Oil	Nafta	Diesel	Gas Natural	Total
2000	160.136	2.656	41.888	0	204.680
2001	184.315	9.807	82.289	0	276.411
2002	190.133	8.930	68.729	22.797	290.589
2003	180.106	2.279	37.147	65.467	285.000
2004	176.964	5.783	50.431	63.284	296.462
2005	211.944	26.504	80.655	68.913	388.017
2006	226.266	34.440	120.042	73.739	454.487
2007	245.534	4.004	89.443	77.725	416.705
2008	217.774	7.936	45.036	65.555	336.301
2009	254.957	9.953	128.166	77.888	470.965
2010	263.942	14.640	237.424	87.129	603.135
2011	284.725	14.711	96.526	63.171	459.134
2012	337.620	91	64.308	104.340	506.359
Total	2.934.417	141.733	1.142.085	770.009	4.988.243

En miles de galones

TABLA No. 2.11: CONSUMO DE COMBUSTIBLES, PERIODO 2000 - 2012

2.7. Recursos No Renovables, Situación Actual

La política considerada en la expansión de la generación es la de cambiar la matriz energética al uso de la hidroelectricidad y del gas natural del Golfo de Guayaquil; así como la disminución en el uso de combustibles líquidos derivados del petróleo: diésel, fuel oil, nafta, crudo y residuo. Con el Plan propuesto se pretende disminuir en forma drástica el consumo de los citados combustibles, que serían utilizados especialmente en la época de estiaje de las dos vertientes (octubre a diciembre).

La empresa estatal Petroecuador EP anunció en octubre de 2012 que aumentará su producción de gas natural en 23 millones de pies cúbicos por día (MPC/día), gracias a la instalación de una plataforma de aguas poco profundas en el Golfo de Guayaquil. Con ello la producción de gas natural de la empresa pública estatal pasaría de 70 MPC/día a 100 MPC/día (Plan Maestro de Hidrocarburos, MRNNR, 2013 - 2022).

Tomando como base las proyecciones de combustibles de Petroecuador EP, se ha definido, en forma conservadora, que luego de la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair, podrían instalarse 250 MW con ciclo simple y 125 MW con ciclo combinado (total 375 MW), con gas natural del Golfo de Guayaquil; potencia que podría modificarse dependiendo de las reservas probadas de gas natural en el golfo, que al momento se encuentra en fase de estudio y que concluiría a finales de 2014.

2.7.1 Planes de eficiencia de centrales de MCI y CC

El 23 de septiembre de 2011, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, firmó un contrato por un valor de USD 28,86 millones, con la empresa General Electric, para la reubicación de 6 turbinas de 20 MW de capacidad cada una, desde la Central Pascuales, provincia del Guayas, a Bajo Alto, en la provincia de El Oro.

El proyecto tuvo como propósito el cambio de combustible de las turbinas General Electric TM 2500 de diésel a gas natural con los consiguientes beneficios económicos y ambientales. Esta reubicación culminó en el primer trimestre de 2012.

Debido a la incorporación en el sistema eléctrico nacional de grandes proyectos hidroeléctricos a partir del 2014, el despacho económico en el S.N.I. de centrales ineficientes será mínimo, por lo que, en la zona de Guayaquil se podrían tener inconvenientes de voltaje. Para atenuar este efecto será necesaria la generación forzada tanto en condiciones de operación estable como ante contingencias. La propuesta de que mediante el uso del gas natural como fuente primaria de generación, se dispondría en el país de generación eficiente, menos contaminante y con ahorros significativos en cuanto a la operación del parque termoeléctrico; resulta muy atractiva y se deberán iniciar con las gestiones y estudios para su desarrollo en el corto plazo.

El retomar antiguos proyectos de reconversión de plantas de generación térmica que utilizan combustibles como el diésel, por gas natural o combustibles más pesados y por ende más baratos, disminuiría las importaciones de combustibles y los costos de producción. En el 2012, la CELEC contando con la colaboración de la Corporación CENACE y del CONELEC, realizó el estudio denominado: "Análisis de la conversión de la generación de seguridad en la zona de Guayaquil para la utilización de gas natural del golfo durante el periodo 2013 – 2023". En el citado estudio se determina la mínima generación que deberá operar en el área de Guayaquil con el objeto de contar con condiciones operativas que garanticen adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el sistema. La generación mínima de seguridad ha sido ubicada, en base a criterios técnicos, en las Centrales Térmicas Gonzalo Zevallos (TV2 y TV3) y Trinitaria.

Los análisis realizados determinan que el uso del gas natural del Golfo de Guayaquil en las centrales Trinitaria y Gonzalo Zevallos produce significativos ahorros en los costos operativos del sistema eléctrico nacional, con bajos costos de inversión para el sector eléctrico. El uso del gas natural permite mejorar la disponibilidad de generación térmica barata, eficiente y menos contaminante, disminuyendo considerablemente los costos de generación.



La Gerencia de gas natural de Petroecuador EP ha realizado los estudios pertinentes concluyendo que existen las suficientes reservas para utilizar este recurso en la generación eléctrica; las proyecciones de producción de gas serían confirmadas en el 2014.

El cambio de tipo de combustible está supeditado a la construcción del gaseoducto desde el campo Amistad hacia la ciudad de Guayaquil (principal centro de consumo energético del país) por parte de Petroecuador EP. La factibilidad de esta importante obra para el sector energético ecuatoriano deberá ser evaluada en función no solo de los beneficios que produzca para al sector eléctrico sino considerando los ahorros para otros sectores productivos de uso energético intensivo.

La demanda de gas natural por parte del sector eléctrico durante la presente década podría ser cubierta con la actual "Estructura Amistad". Sin embargo, debe tomarse en cuenta que los requerimientos de gas a partir del 2015 tienen un patrón estacional debido a la generación hidroeléctrica, bajo el cual la generación de Bajo Alto es requerida de forma puntual durante los periodos lluviosos.

La característica estacional del sistema eléctrico ecuatoriano, resultante del alto componente hidráulico de la vertiente oriental, determina que se deba analizar conjuntamente con Petroecuador EP los esquemas de manejo del suministro de gas al sector eléctrico, con miras a reducir los costos operativos totales.

Por la importancia del sector eléctrico en el contexto energético del país, se ha realizado un acercamiento con el sector petrolero para establecer políticas comunes para la explotación y uso de los recursos no renovables, en especial el gas natural. Con el objeto de que los planes de expansión de ambos sectores permitan alcanzar la optimización global de los recursos energéticos primarios del país, la proyección de la demanda y el Plan de Expansión de Generación han considerado la conexión del sistema petrolero ecuatoriano, tanto público como privado, con el S.N.I.

La industria petrolera es intensiva en el consumo de energía eléctrica. Los principales usuarios son:

- Bombas electro sumergibles para extraer petróleo, agua y gas asociado de los correspondientes reservorios.
- Transporte secundario del fluido de los pozos hacia las instalaciones de producción donde el petróleo, agua y gas asociado son separados.
- Instalaciones de producción con sus respectivos campamentos, sistemas de separación, estaciones de bombeo, sistemas Booster para inyección de agua, entre otros.
- Inyección de agua, ya sea en las instalaciones de producción o en las islas de inyección.

La práctica común de la industria petrolera ha sido, por una parte, quemar el gas asociado (recurso natural no renovable) y, por otra, generar energía eléctrica usando diésel, del cual Ecuador es deficitario.

Según información proporcionada por Petroamazonas EP, se tienen los siguientes datos relevantes:

- Por cada 10 MW que se genera con diésel, el estado ecuatoriano pierde USD 17 millones al año, si se considera costo de capital, combustible, operación y mantenimiento.
- Cada 1 millón de pies cúbicos de gas asociado quemado por día, representa USD 10 millones por importación de diésel por año.
- La generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (8.743 GWh/año) desplazaría la generación con crudo, lo cual representaría ingresos adicionales de USD 200 millones por año.

Petroamazonas EP inició en el 2008 un cambio en su matriz energética, con el objeto de hacer mejor uso de sus recursos no renovables para generación eléctrica, reduciendo costos y el impacto ambiental. Hasta la fecha se han ahorrado más de USD 127 millones por el desplazamiento de la generación a diésel con generación a gas asociado y crudo.

La demanda eléctrica del sector petrolero, a diciembre de 2011, fue del orden de los 400 MW. Actualmente esta demanda se abastece con más de 250 unidades de generación descentralizadas y dispersas en el Distrito Amazónico. Se tiene previsto que con la entrada de las grandes centrales hidroeléctricas: Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi Pilatón, entre otras, se pueda abastecer al sector petrolero con hidroelectricidad y gas asociado exclusivamente. Sin embargo, de presentarse condiciones hidrológicas extremas, el bloque de generación petrolera podría inyectar energía al S.N.I., con lo cual se incrementaría la reserva de potencia y energía.

2.8. Nuevas Centrales y Proyectos por Construirse

Con las nuevas condiciones de demanda planteadas: ingreso de los proyectos de cocinas eléctricas, Metro de la ciudad de Quito, Tranvía de Cuenca, Refinería del Pacífico, industrialización del país, Yachay, entre otras (Hipótesis 5), y el cumplimiento del cronograma para los proyectos considerados en el PME 2012 - 2021; los resultados de la modelación a través de los modelos SDDP y OPTGEN para el periodo 2013 - 2022, muestran nuevas necesidades de implementación de proyectos de generación, con los cuales se estaría abasteciendo la demanda considerada en la Hipótesis 5.

A continuación, se resumen los proyectos obtenidos para el nuevo PME 2013 - 2022 y que constan en la tabla No. 2.12, describiéndose aquellos proyectos que se encuentran en estado de licitación, contratación de diseños definitivos y estudios definitivos y que, conforme a sus fechas previstas, han sido seleccionados por el programa de optimización técnico económica OPTGEN - SDDP. Se toma en cuenta el concepto de planificación a largo plazo (Anexo 3.C, Volumen IV); en el cual las necesidades de cubrir la demanda es considerada mediante el ingreso de nuevas fuentes de generación disponible del Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación, algunos de los cuales se encuentran aún sin estudios definitivos, y que deberán tener listos sus estudios e iniciar incluso su construcción para que puedan aportar energéticamente al S.N.I. en las fechas previstas, de acuerdo a la planificación de largo plazo, tomando en cuenta que el tiempo de desarrollo de los estudios y la construcción toma alrededor de 5 o más años. Las nuevas necesidades de generación en el corto, mediano y largo plazo, que están siendo estudiadas por el sector público son:

Proyecto termoeléctrico Guangopolo II (50 MW)

Está vigente el convenio entre los gobiernos de Cuba y Ecuador, prevé la incorporación de unidades de generación térmica (MCI) en Guangopolo – Quito, con una capacidad de 50 MW previsto para marzo de 2014.

Proyecto termoeléctrico Machala Gas 3ra. unidad (70 MW)

Para la optimización del uso del gas natural del Golfo de Guayaquil se plantea la complementación de un ciclo combinado en base a las dos turbinas de 65 MW instaladas actualmente en la central. Este proyecto en su primera fase contempla la instalación de una unidad a gas de 70 MW de capacidad, con lo que la potencia total instalada del complejo Termogas Machala alcanzaría los 340 MW en unidades de ciclo abierto (2X65 MW, 1X70 MW y 7X20 MW). Se prevé la operación comercial de esta etapa del proyecto para diciembre de 2014.

Generación Térmica (150 MW)

Debido a condiciones de firmeza en el sistema eléctrico y a condiciones de seguridad y calidad en la zona de Guayaquil, será necesaria la operación de generación térmica, ya sea con gas del Golfo o combustibles fósiles eficientes para afrontar las condiciones de estiaje en diciembre de 2014.



Proyecto termoeléctrico Machala Gas Ciclo Combinado (100 MW)

La segunda fase del proyecto de configuración de un ciclo combinado implica la instalación de una unidad a vapor de 100 MW, que aprovecha el calor remanente de los gases de escape de tres unidades a gas (2X65 MW y 1X70 MW) de la central de Bajo Alto, para generar vapor a ser expandido en una turbina que cierra el ciclo. De esta manera la capacidad instalada en ciclo combinado alcanzará una potencia de 300 MW a partir de octubre de 2015. La capacidad total del complejo Termogás Machala alcanzará los 440 MW (140 MW corresponderán a 7 unidades TM2500 operando en ciclo abierto y 300 MW en ciclo combinado).

Proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay (27,8 MW)

Elecaastro S.A. se encuentra desarrollando los estudios para el proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay, con sus tres centrales: Alazán, San Antonio y Soldados, el cual se espera que esté operativo para marzo de 2016.

Proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi (18,7 MW)

CELEC EP - Termopichincha se encuentra desarrollando los estudios para el proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi, el cual se espera que esté operativo para octubre de 2016.

Proyecto hidroeléctrico Tigre (80 MW)

Los estudios del proyecto Tigre se encuentran concluidos y actualmente se gestiona el financiamiento que permitirá la ejecución del proyecto por parte de la empresa Hidroequinoccio EP. El proyecto se encuentra ubicado en la cuenca baja del río Guayllabamba, en los límites de las provincias de Pichincha, Imbabura y Esmeraldas. Posee una potencia de 80 MW instalada en 2 turbinas tipo Pelton. Su operación comercial está prevista para enero de 2017. De no contarse con el financiamiento se requeriría de uno o varios proyectos alternos de similares características energéticas.

Generación térmica Ciclo Combinado (375 MW)

Con el mayor incremento de demanda al S.N.I. debido al ingreso de cocinas eléctricas, Refinería del Pacífico, entre otros, las condiciones de firmeza del sistema eléctrico deberán ser retornadas a niveles de seguridad y confiabilidad; por lo que, dependiendo de las probables reservas de gas del Golfo para generación eléctrica, se estudiará la instalación de una central de ciclo combinado de 375 MW para septiembre de 2017.

Proyecto hidroeléctrico Chontal - Chirapí (351 MW)

El proyecto estará a cargo de CELEC EP, unidad de negocio Enernorte. Se encuentra ubicado en la cuenca baja del Río Guayllabamba, provincia de Pichincha, pertenece a la vertiente del Pacífico y tendrá una potencia de 351 MW; su ingreso está proyectado para octubre de 2021.

Proyecto hidroeléctrico Paute - Cardenillo (564 MW)

Este proyecto hidroeléctrico de 564 MW es el cuarto salto del sistema hidroeléctrico del río Paute. Al momento se encuentra en fase de estudios de diseño definitivo y, conforme a los resultados del actual Plan de Expansión de la Generación, su ingreso es requerido para diciembre de 2021. Entre las 4 centrales que conforman el Proyecto Paute Integral aportarán al S.N.I un total de energía de 12.350 GWh/año, su ejecución se encuentra a cargo de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

Proyecto hidroeléctrico Río Zamora - Santiago (7.190 MW)

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio Hidropaute impulsa el Proyecto Hidroeléctrico Río Zamora, estudiado a nivel de inventario por el ex INECEL entre los años 1970 y 1992.



La Comisión Federal de Electricidad de México (CFE), se encuentra realizando los estudios de Prefactibilidad Avanzada del Proyecto Hidroeléctrico Río Zamora, que incluye la actualización y el análisis, en forma integral, del potencial hidroenergético del tramo bajo del Río Zamora, entre las confluencias de los ríos Bomboiza y Namangoza. Adicionalmente, el análisis integral del potencial hidroenergético comprende el tramo inicial del río Santiago.

Se ha identificado un potencial de 3.600 MW (Río Santiago - Sitio G8) y un potencial energético por sobre los 15.000 GWh. Para todo el complejo hidroeléctrico (Sitios G8, G9 y G10) se estima una potencia total de 6.780 MW y una producción energética media anual de 29.720 GWh.

2.9. Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022

En la tabla No. 2.12 se presenta el resumen del Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022 que responde a la Hipótesis 5 de la proyección de la demanda.

Para darle firmeza al sistema eléctrico ecuatoriano, en los periodos de baja hidrología se deberá contar con varias centrales térmicas. En vista de la disponibilidad actual de Gas del Golfo de Guayaquil y de las proyecciones de Petroecuador EP, se plantea la construcción de 2 centrales térmicas a gas, una de ciclo simple de 250 MW, que en una segunda fase se amplía con la incorporación de una central a vapor de 125 MW; las cuales permitirán cerrar el ciclo combinado de 375 MW. La instalación de este ciclo combinado dependerá de las reservas reales, probadas y existentes declaradas por Petroecuador EP.

Los proyectos emblemáticos se encuentran actualmente en construcción y su ingreso aportará efectivamente para cubrir la demanda eléctrica proyectada, garantizando la autarquía energética, con adecuados niveles de reservas.

2.9.1 Presupuesto de la expansión

El presupuesto del Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022 propuesto es el mostrado en la tabla No. 2.12.



2. Expansión de la Generación

TABLA No. 2.12: PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022 (FACTOR DE PLANTA)

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público / Privado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Factor de planta	Provincia	Cantón	Inversiones 2013-2022 (MUSD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Edificio	16,5	64	44%	Loja	Loja	14,39
jun-13	Baba	Hidroitoral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	44%	Los Ríos	Buena Fé	15,93
oct-13	Ismanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,3	17	85%	Zamora Chinchipe	Chinchipe	0,79
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	64%	Bolívar	Chillanes	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	75%	Pichincha	Quito	29,79
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	68%	Cañar	Azogues	36,90
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	75%	Esmeraldas	Esmeraldas	77,01
mar-14	Saymirín V	Elecaustro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,0	32	52%	Azuay	Cuenca	6,02
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	22%	Varias	Varios	579,50
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	4,0	23	67%	Zamora Chinchipe	Zamora	5,61
ago-14	Topo	Pemar Cía. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	68%	Tungurahua	Baños	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	73%	Nepe	Quijos	9,65
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	6,0	37	71%	Pichincha	Quito	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	66%	Pichincha	Quito	117,90
dic-14	Machala Gas 3ra Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	80%	El Oro	Machala	83,62
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051	80%	Guayas	Guayaquil	195,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	66%	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448,98
may-15	Toachi - Pilotón	Hidrotoachi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	54%	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341,64
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	75%	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	80%	El Oro	Machala	167,01
dic-15	Delsi Tamsagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	89%	Zamora Chinchipe	Zamora	120,38
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	81%	Napo	Quijos	86,41
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	53%	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419,03
feb-16	Coca Codo Sincilar	CocaSincilar EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	67%	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbaqui	1.482,77
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaustro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	78%	Azuay	Cuenca	59,02
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	70%	Napo	Archidona	30,19
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruc S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	68%	Zamora Chinchipe	El Pangui	250,00
ene-17	Tigre	Hidroequinoocio EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408	58%	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173,76
jul-17	Due	Hidrolo S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	421	97%	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	80%	Guayas	Guayaquil	325,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	80%	Guayas	Guayaquil	162,50
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	80%	Zamora Chinchipe	Zamora	60,13
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enemorte	Prefactibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.766	57%	Pichincha	Quito	561,38
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.356	68%	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041,00
Total											7.083,50
5.227											30.142
66%											66%

2.9.1.1 *Inversiones por proyecto*

En la tabla No. 2.13 se presenta un desglose de costos de las inversiones públicas y privadas requeridas.

TABLA No. 2.13: COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Inversiones Públicas 2013 - 2022 (MUSD)	Inversiones Privadas 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	14,39	0,00
jun-13	Baba	Hidrolitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15,93	0,00
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,3	0,79	0,00
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0	0,00	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29,79	0,00
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	21,0	36,90	0,00
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77,01	0,00
mar-14	Saymirin V	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	7,0	6,02	0,00
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	ERNC	200,0	0,00	579,50
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4,0	5,61	0,00
ago-14	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	Hidroeléctrico	29,2	0,00	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	9,65	0,00
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	6,0	0,00	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	60,0	117,90	0,00
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	83,62	0,00
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	Termoeléctrico	150,0	195,00	0,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	448,98	0,00
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	Hidroeléctrico	253,0	341,64	0,00
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Hidroeléctrico	48,1	0,00	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	167,01	0,00
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	120,38	0,00
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	50,0	86,41	0,00
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	419,03	0,00
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	1.482,77	0,00
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	27,8	59,02	0,00
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	30,19	0,00
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Hidroeléctrico	129,0	0,00	250,00
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	80,0	173,76	0,00
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Hidroeléctrico	49,7	0,00	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Termoeléctrico	250,0	325,00	0,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Termoeléctrico	125,0	162,50	0,00
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Hidroeléctrico	30,0	0,00	60,13
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	351,0	561,38	0,00
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	564,0	1.041,00	0,00
Total				5.227	6.011,66	1.071,84

2.9.1.2 *Programación de desembolsos*

En la figura No. 2.11 se presenta el programa de desembolsos estimado para el periodo 2013 - 2022, necesario para la implementación del plan de expansión de generación propuesto.



2. Expansión de la Generación

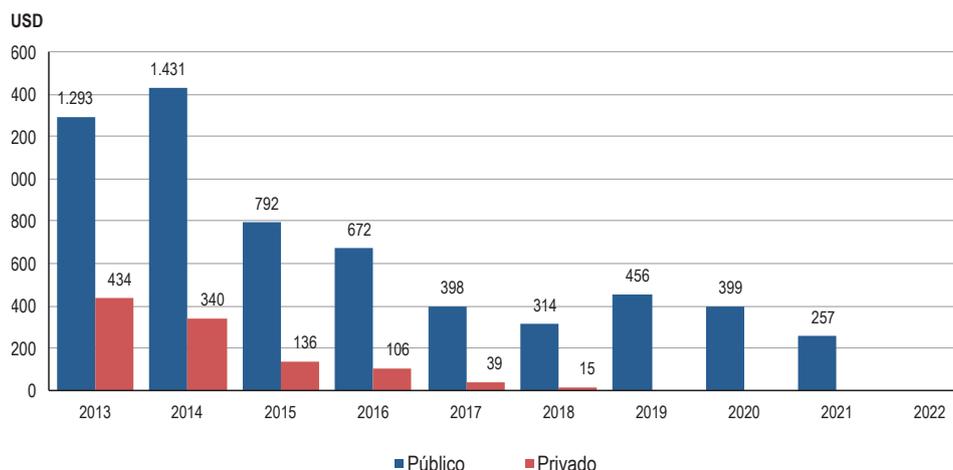


FIG. No. 2.11: DESEMBOLSO DE CAPITALES PÚBLICOS Y PRIVADOS, PERIODO 2013 - 2022

2.10. Financiamiento de la Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022 propuesto, representa una inversión por parte del Estado Ecuatoriano del orden de USD 6.012 millones y de USD 1.072 millones de empresas privadas de generación, con el detalle mostrado en la tabla No. 2.14:

TABLA No. 2.14: INVERSIONES PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022

Año	Público (MUSD)	Privado (MUSD)	Total (MUSD)
2013	1.293	434	1.727
2014	1.431	340	1.771
2015	792	136	929
2016	672	106	778
2017	398	39	437
2018	314	15	329
2019	456	0	456
2020	399	0	399
2021	257	0	257
2022	0	0	0
Total 2013 - 2022	6.012	1.072	7.083
Invertido hasta 2012	2.019	70	2.089

2.11. Generación por Tipo de Tecnología

En la figura No. 2.12 se presenta la evolución proyectada de la generación por tipo de tecnología en el periodo 2013 - 2022. Se aprecia claramente que la matriz energética hacia el futuro se sustenta fundamentalmente en el aporte de energía hidroeléctrica, fruto de la consecución de los importantes proyectos actualmente en construcción y en estudios.



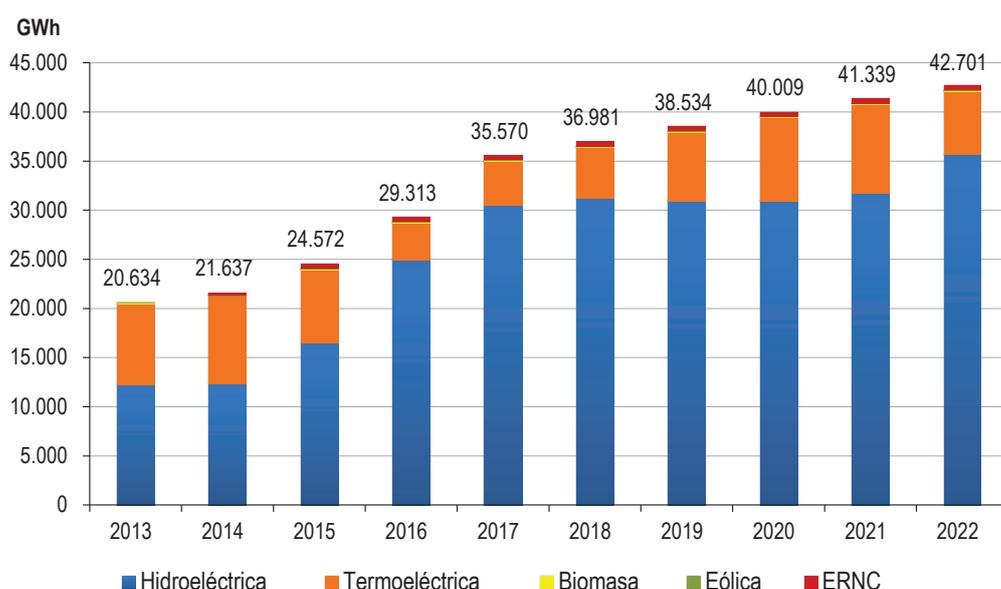


FIG. No. 2.12: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA (GWh)

Año	Hidroeléctrica	Eólica	Termoeléctrica	ERNC	Biomasa	Total
2013	12.332	37	8.161	0	104	20.634
2014	12.418	64	8.858	194	104	21.637
2015	16.531	64	7.488	385	104	24.572
2016	24.999	64	3.761	385	104	29.313
2017	30.528	64	4.489	385	104	35.570
2018	31.244	64	5.185	385	104	36.981
2019	31.008	64	6.972	385	104	38.534
2020	31.020	64	8.436	385	104	40.009
2021	31.742	64	9.044	385	104	41.339
2022	35.729	64	6.420	385	104	42.701
Total	257.549	610	68.814	3.278	1.040	331.290

TABLA No. 2.15: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA (GWh)

2.12. Proyectos de Generación con Capital Privado

La capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, actualizada a diciembre de 2012 es de 4.642,15 MW. La suma de las potencias de las centrales operativas del Sistema Nacional Interconectado y de las centrales operativas no incorporadas al S.N.I. es de 5.454,40 MW.

Si a la cifra anterior se añaden las potencias nominales de las interconexiones con Colombia (540 MW) y Perú (110 MW), da un gran total de 6.104,40 MW, que sería la potencia eléctrica total del Ecuador, incluidos Sistema Nacional Interconectado, Sistemas No Incorporados e Interconexiones Internacionales.

Para determinar la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, estimada a diciembre de 2012, fecha de terminación de la vigencia de las condiciones preferentes de la Regulación CONELEC No. 004/11, se incorporaron los valores de la central eólica Villonaco (16,5 MW) y de la central hidroeléctrica Baba (42 MW), resultando: 4.700,65 MW.



El CONELEC realizó una estimación del 6% de la potencia instalada del Sistema Nacional Interconectado, éste valor resultó en 284 MW, valor que fue utilizado para la aplicación de la Regulación CONELEC No. 004/11.

Al 31 de diciembre de 2012, los proyectos con energías renovables no convencionales (ERNC) privados que tienen firmado contrato o que se encuentran en trámite de permiso o concesión por parte del CONELEC son:

- a) Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Imbabura – Pimán, 25 MW de capacidad, ubicado en Pimán, provincia de Imbabura.
- b) Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Santa Elena, 25 MW de capacidad, ubicado en el cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena.
- c) Condorsolar S.A., Proyecto Fotovoltaico Condorsolar, 30 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- d) Generación de Energía Solar Solarconnection S.A., Proyecto Fotovoltaico Solarconnection, 20 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- e) Energía Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Manabí, 30 MW de capacidad, ubicado en Los Bajos – Montecristi, provincia de Manabí.
- f) Guitarsa S.A., Proyecto Fotovoltaico Vaiana, 20 MW de capacidad, ubicado en Cerecita, provincia del Guayas.

La suma de las potencias de los siete proyectos antes citados es de 200 MW.

1. Número de Certificados de Calificación otorgados y su capacidad:

En la sesión de 1 de noviembre de 2012, el Directorio del CONELEC autorizó la entrega del Certificado de Calificación a favor de las empresas siguientes:

- a) Enercay, Proyecto Fotovoltaico Mitad del Mundo 25 MW;
- b) Racalser y Asociados S.A., Proyecto Chota – Pimán 20 MW;
- c) Compesafer S.A. Proyecto Biomasa con Basura del Cantón Chone, 10,7 MW;
- d) Supergaleon S.A., Proyecto Fotovoltaico San Alfonso 15 MW;
- e) Energías Manabitas S.A., Proyecto Fotovoltaico Montecristi 30 MW;
- f) AtlanticEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Tonchigue 25 MW;
- g) AtlanticEnergy Ecuador S.A., proyecto Fotovoltaico Lagarto 25 MW;
- h) Gran Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Salinas 5 MW;
- i) Solar Energy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Rancho Solar Catamayo 20 MW;
- j) SunEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Solar Villa Cayambe 20 MW;
- k) GalapagosPower S.A., Proyecto Fotovoltaico Zapotillo 20 MW;



La capacidad total de los certificados antes indicados es: 215,7 MW.

2. Número de solicitudes

Se han ingresado un total de 131 solicitudes de proyectos de generación de energía fotovoltaica, de los cuales, 41 son mayores a 1 MW, y 90 menores a 1 MW.

Por Resolución del Directorio del CONELEC, en sesión de 27 de diciembre de 2012, se reformó la Regulación CONELEC No. 004/11, en el sentido de que en el cupo disponible del 6% se excluyan los Registros, es decir los proyectos de generación menores a 1 MW.

2.13. Proyectos Hidroeléctricos de Iniciativa Privada

En el plan de equipamiento de generación, se han considerado siete proyectos de generación de iniciativa privada los mismos que se presentan a continuación:

TABLA No. 2.16: PROYECTOS DE GENERACIÓN DE INICIATIVA PRIVADA EN EJECUCIÓN

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Factor de planta	Provincia	Cantón
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Hidroeléctrico	8,0	45	64%	Bolívar	Chillanes
ago-14	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	En construcción	Hidroeléctrico	29,2	175	68%	Tungurahua	Baños
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Hidroeléctrico	5,95	37	71%	Pichincha	Quito
may-15	San Bartolo	Hidosanbartolo	En construcción	Hidroeléctrico	48,1	315	75%	Morona Santiago	Santiago de Méndez
dic-16	Santa Cruz	Hydrocruz S.A.	En estudios	Hidroeléctrico	129,0	768	68%	Zamora Chinchipe	El Pangui
jul-17	Due	Hydroalto S.A.	Contrato firmado	Hidroeléctrico	49,7	420,9	97%	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Hidroeléctrico	30,0	210	80%	Zamora Chinchipe	Zamora
Total					300	1.972			

Se mencionan las principales características:

Proyecto hidroeléctrico San José del Tambo (8 MW)

Ubicado en el cantón Chillanes, provincia de Bolívar, captará las aguas del río Dulcepamba. Es un aprovechamiento hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis.

Proyecto hidroeléctrico Topo (29,20 MW)

Ubicado en la parroquia Río Negro, cantón Baños, provincia de Tungurahua. Es un aprovechamiento del río Topo, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis.

Proyecto hidroeléctrico San José de Minas (5,95 MW)

Ubicada en la parroquia San José de Minas, cantón Quito, provincia de Pichincha. Es un aprovechamiento de los ríos Perlábí y Cubí, tipo autogeneración, hidráulica de pasada. Se instalará una turbina Pelton. Se estima su entrada en operación para 2014.



Proyecto hidroeléctrico Santa Cruz (129 MW)

Ubicado en el sector El Pangui, provincia de Zamora Chinchipe. Es un aprovechamiento del río Machinaza, en donde se represarán las aguas del río. Se prevé su operación para diciembre de 2016.

Proyecto hidroeléctrico San Bartolo (48,10 MW)

Ubicado en el cantón Santiago de Méndez, provincia de Morona Santiago, cerca de la población de Copal. Es un aprovechamiento del río Negro, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis de eje vertical. Se prevé su operación para mayo de 2015.

Proyecto hidroeléctrico Sabanilla (30 MW)

Ubicado en la parroquia el Limón, cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe. Es un aprovechamiento del río Sabanilla, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Pelton de eje horizontal.

Adicionalmente, existen otros proyectos hidroeléctricos que, una vez que inicien su construcción serán incorporados en el Plan de Expansión de Generación.

TABLA No. 2.17: PROYECTOS DE GENERACIÓN DE INICIATIVA PRIVADA FUTUROS

Inicio de operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Provincia
ene-16	Huapamala	Iniciativa ITT-Yasuni	Estudios finalizados	Hidroeléctrico	5,2	29,7	Loja
ene-16	Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cía. Ltda.	En obras preliminares paralizado	Hidroeléctrico	9,3	70,0	Cotopaxi
ene-16	Río Luis	Energyhdyine S.A.	Financiamiento	Hidroeléctrico	15,5	83,0	El Oro
Total					30,0	182,7	

2.14. Reservas Energéticas y Consumo de Combustibles, Periodo 2013 - 2022**2.14.1 Reserva de energía**

En función del diagnóstico del parque generador ecuatoriano, el criterio adoptado para el presente plan de expansión de generación, es el de garantizar, en lo posible, una reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco (90 % de probabilidad de excedencia), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin interconexiones internacionales. Adicionalmente se ha realizado una verificación del VERE (Valor Esperado de Racionamiento de Energía) y VEREC (Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado), metodología utilizada en varios países de América Central y de Sudamérica.

A continuación se presentan los resultados de las reservas de energía considerando precios internacionales de combustibles, para los siguientes escenarios:

- Escenario hidrológico promedio

En el caso de presentarse un escenario hidrológico promedio, se muestra el gráfico de la oferta y demanda para el PEG 2013 - 2022 propuesto, en el que se identifica la composición según el tipo de tecnología, siendo predominante la generación hidroeléctrica especialmente desde la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.



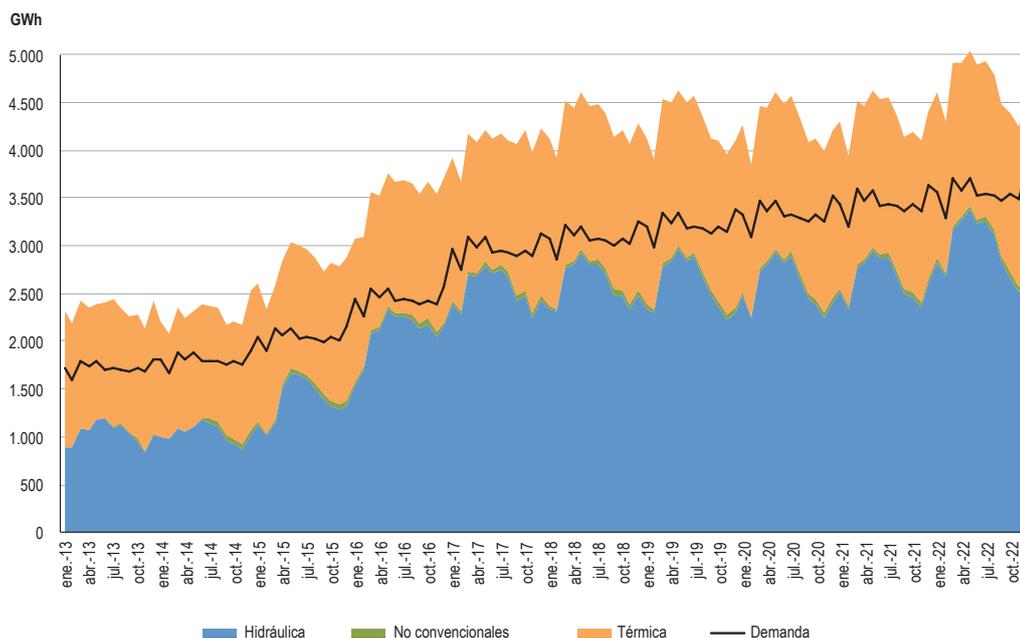


FIG. No. 2.13: ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, HIDROLOGÍA MEDIA

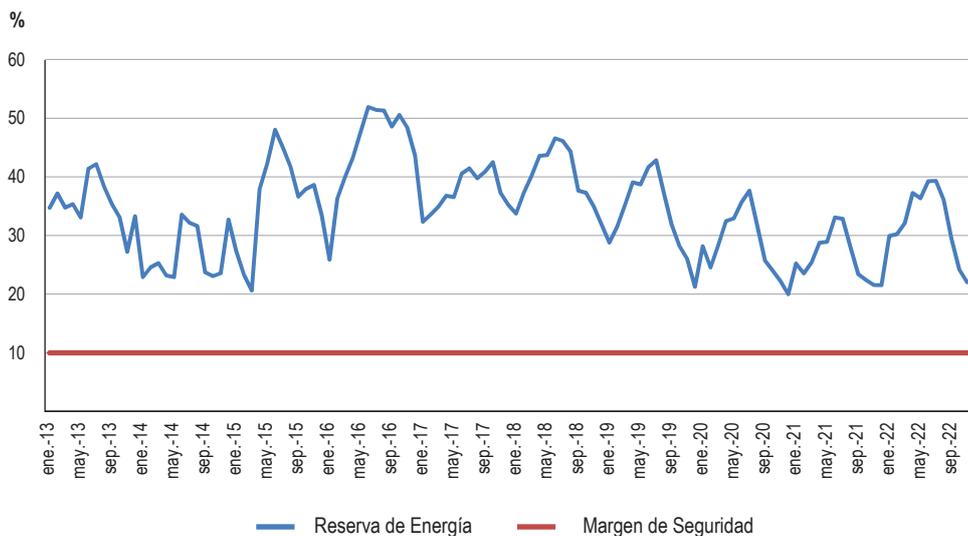


FIG. No. 2.14: RESERVA DE ENERGÍA, HIDROLOGÍA MEDIA

Según lo observado en la figura No. 2.14, los niveles de reserva se ubican entre el 20% y el 52%.

- Escenario hidrológico semi – seco (75% de probabilidad de excedencia)

Para el caso de un escenario hidrológico intermedio, entre promedio y seco, se presenta el gráfico de oferta y demanda de energía eléctrica.



2. Expansión de la Generación

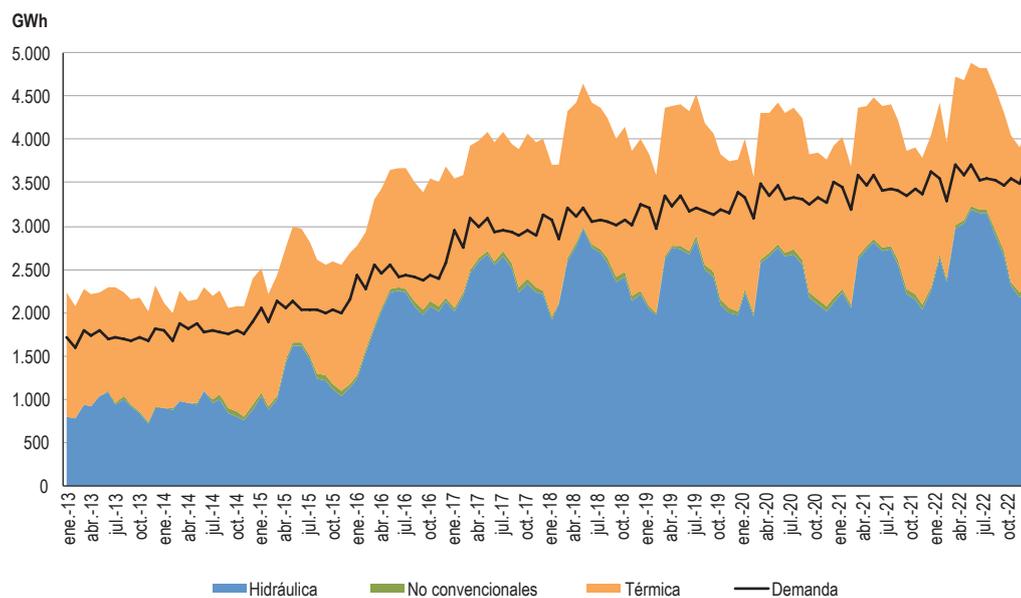


FIG. No. 2.15: ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, HIDROLOGÍA SEMI-SECA

Las reservas se proyectan según se muestra en la siguiente figura:

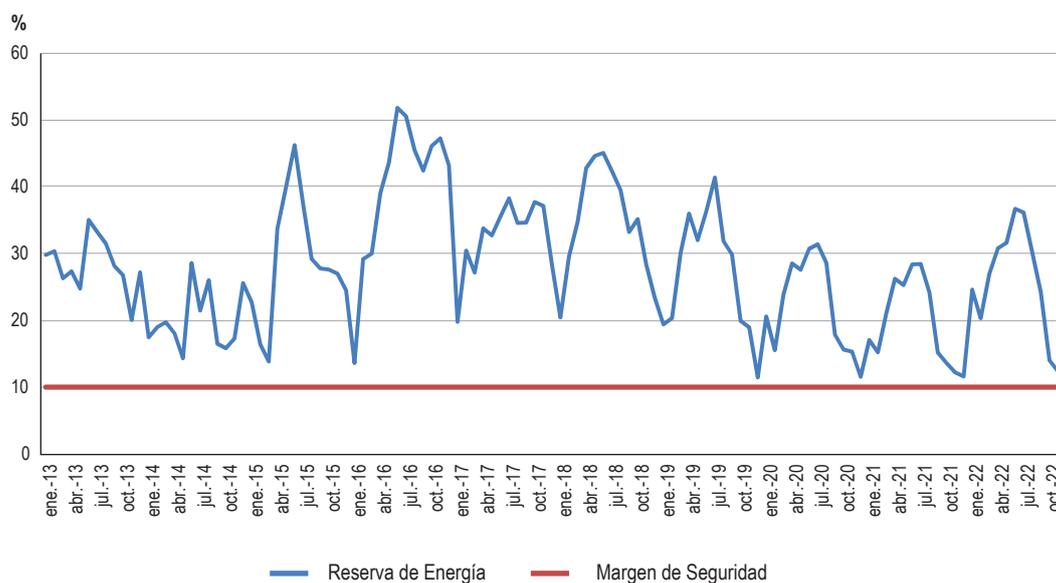


FIG. No. 2.16: RESERVA DE ENERGÍA, HIDROLOGÍA SEMI-SECA

Según lo observado en la figura No. 2.16, los niveles de reserva se ubican entre el 11% y el 51%.

- Escenario hidrológico seco (90 % de probabilidad de excedencia)

Para el caso de un escenario hidrológico seco, se obtiene el gráfico de oferta y demanda de energía eléctrica que se presenta en la figura No. 2.17; en este caso, el componente térmico tiene una participación importante.

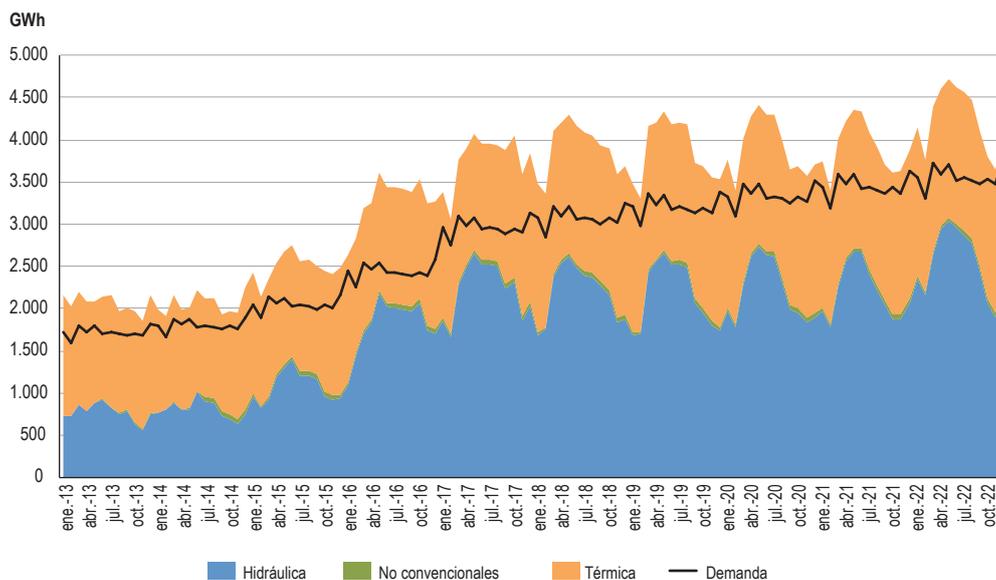


FIG. No. 2.17: ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, HIDROLOGÍA SECA

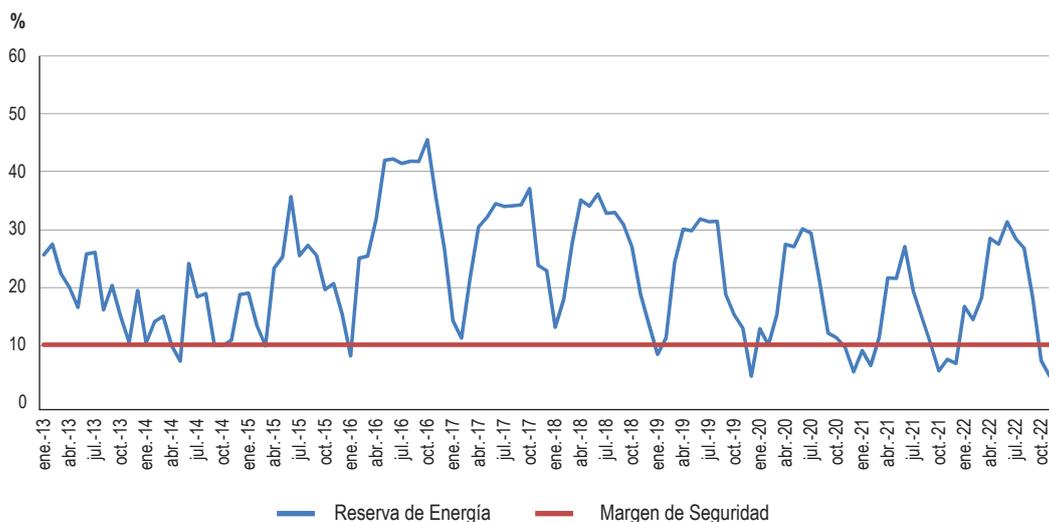


FIG. No. 2.18: RESERVA DE ENERGÍA, HIDROLOGÍA SECA

En la figura No. 2.18 se observa que durante algunos meses del periodo de análisis (enero 2013 – diciembre 2022) los niveles de reserva disminuyen bajo el umbral del 10%, sin embargo se ubican siempre sobre el 5%. Esta situación puede ser superada con el manejo de los embalses, especialmente en el periodo octubre – marzo, con el objeto de incrementar los niveles estimados. Se debe considerar que este gráfico representa el caso crítico, tanto para el crecimiento de la demanda (Hipótesis 5) como para el escenario hidrológico; además, no se consideran las interconexiones internacionales con Colombia y Perú, las que en la práctica incrementarían los niveles de reserva. Una vez que Petroecuador EP presente los resultados de reservas probadas del Golfo de Guayaquil (2014) se analizará la posibilidad de modificar la generación con gas natural, la cual daría mayor firmeza al Sistema. El gráfico de balance energético entre oferta y demanda, para el periodo 2013 - 2022, ante condiciones hidrológicas medias se presenta a continuación:



2. Expansión de la Generación

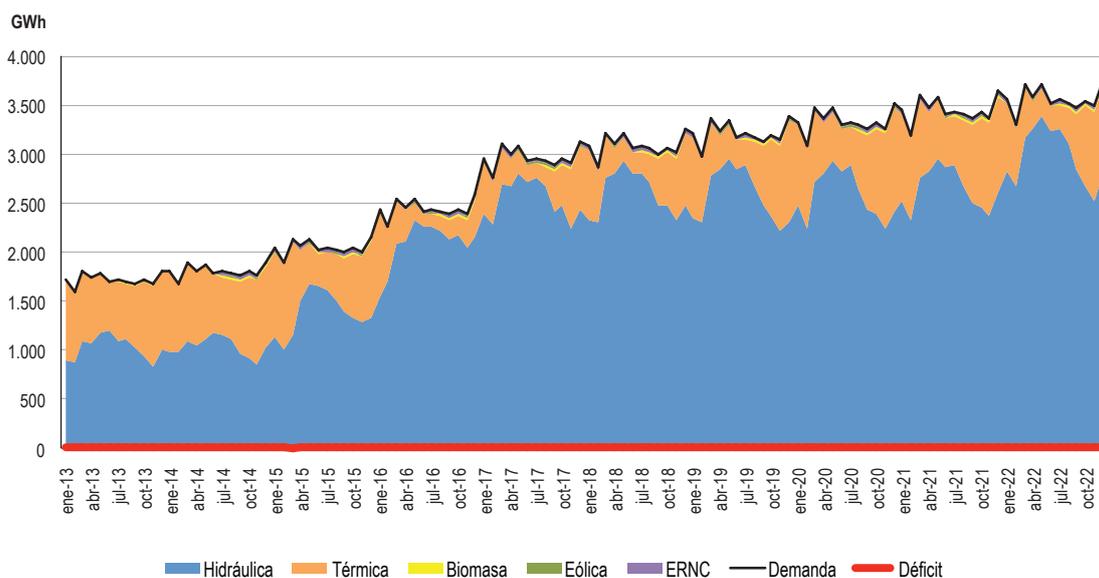


FIG. No. 2.19: BALANCE DE ENERGÍA EN HIDROLOGÍA MEDIA

2.14.2 Reserva de potencia

Con relación a la reserva de potencia, se presentan dos gráficos, uno con la evolución de la potencia instalada entre el 2013 y 2022, y otro con la máxima demanda de potencia.

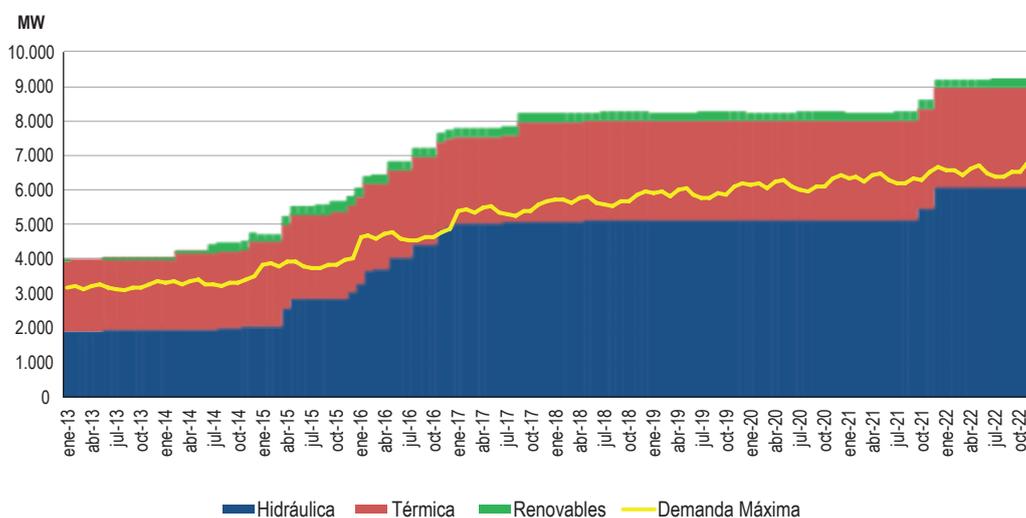


FIG. No. 2.20: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL S.N.I., PERIODO 2013 - 2022

Con relación a la reserva de potencia, el margen adoptado es de al menos un 20%. En la figura 2.21 se observa el comportamiento de la reserva de potencia en el periodo 2013 - 2022. Durante todo el periodo se tendrían niveles de reserva superiores al 20%.



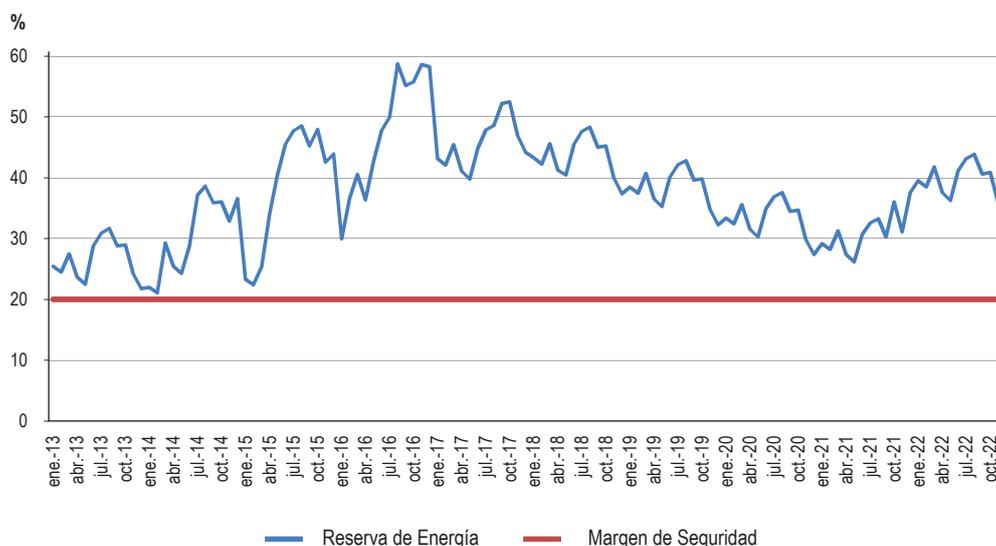


FIG. No. 2.21: RESERVA DE POTENCIA, PERIODO 2013 - 2022

2.14.3 Índices de verificación VERE y VEREC

Varios países de Centroamérica y Sudamérica utilizan en su planeación los denominados: “Índices de verificación de racionamientos de energía en el horizonte del planeamiento operativo”.

Se introducen los criterios de confiabilidad de energía VERE y VEREC. Estos índices deben ser verificados para establecer la viabilidad de los programas de mantenimiento para un determinado mes.

Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE)

El VERE se define como el porcentaje promedio de la demanda que se raciona en un periodo determinado (un mes). El promedio se toma con respecto a las hidrologías que se simulan. En otras palabras, este índice impide planes de mantenimiento en los que durante un mes se presente un racionamiento promedio mayor al 1 % de la demanda (en algunos países de Latinoamérica se utiliza el 1,5%).

Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC)

El VEREC es el porcentaje promedio esperado de demanda racionado en un periodo determinado. El porcentaje se toma sobre aquellas secuencias hidrológicas en las que se presenta racionamiento. Por lo tanto, si se toma el 5% de las series hidrológicas (50 series) más secas, el racionamiento promedio de estos 3 escenarios no puede ser mayor del 1,5% de la demanda. (En algunos países de Latinoamérica se utiliza el 2 %).

El criterio adoptado para el presente PEG 2013 - 2022 ha sido:

- VERE: límite máximo 1%
- VEREC: límite máximo 1,5%

En la figura No. 2.22, se presenta el comportamiento del VERE y VEREC que presentaría el S.N.I., de acuerdo con las fechas de entrada en operación del PEG 2013 - 2022. Se observa que se cumple con el criterio de confiabilidad definido.

2. Expansión de la Generación

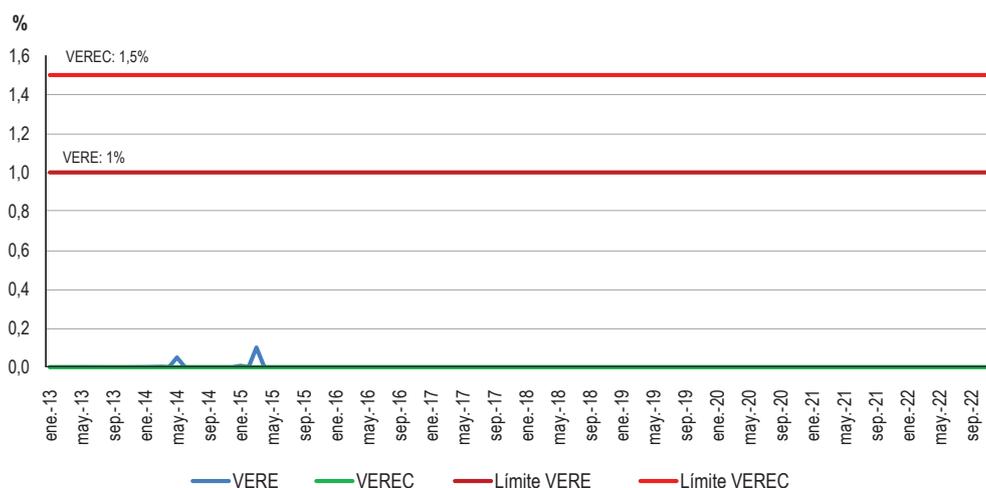


FIG. No. 2.22: ÍNDICES DE CONFIABILIDAD, VERE Y VEREC, PEG 2013 2022

2.15. Proyección de Costos Marginales

En la figura No. 2.23 se presenta el costo marginal del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el Plan de Expansión de Generación propuesto y los principales escenarios hidrológicos simulados: promedio, semi-seco y seco.

En el escenario hidrológico promedio, el costo marginal presenta valores máximos del orden de 260 USD/MWh y mantiene una tendencia constante durante el periodo 2013 - 2014, mientras que, para el periodo comprendido entre los años 2015 - 2022, se observan picos del orden de 200 USD/MWh.

Cabe mencionar que el costo marginal del sistema eléctrico puede incrementarse significativamente hasta el 2014, si se presenta un escenario hidrológico seco, en cuyo caso éste podría alcanzar valores máximos del orden de 320 USD /MWh en la época de estiaje, debido al uso intensivo de unidades térmicas para abastecer la demanda. En los años siguientes el valor máximo que podría alcanzar el costo marginal en la época de estiaje es del orden de 290 USD /MWh, ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco.

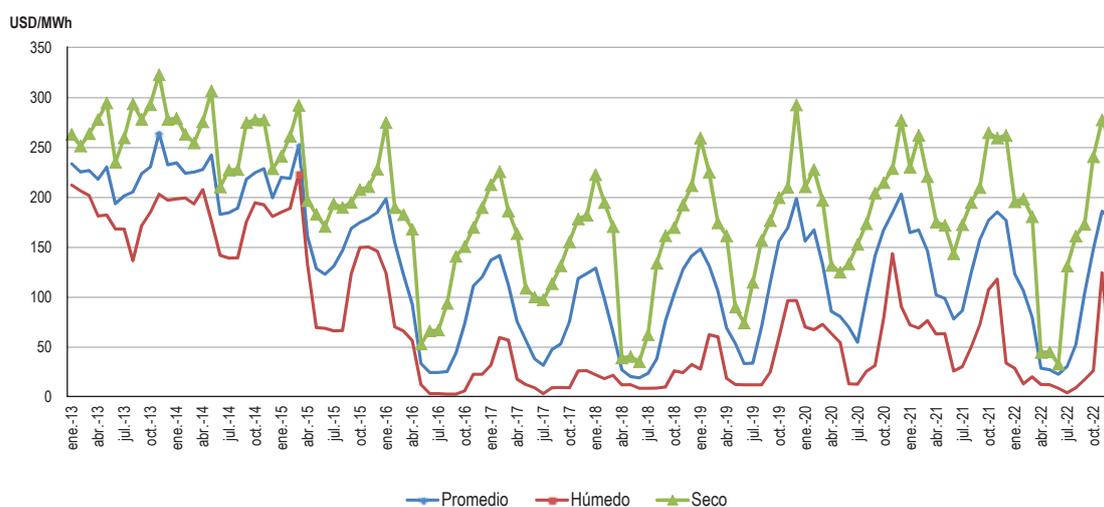


FIG. No. 2.23: COSTO MARGINAL PARA TRES ESCENARIOS HIDROLÓGICOS

2.16. Consumo de Combustibles

El Plan de Expansión de Generación propuesto da como resultado la utilización intensiva de combustibles líquidos y gas natural durante los primeros tres años, siendo el fuel oil y gas natural los recursos energéticos con mayores tasas de utilización durante este periodo, tal como se observa en la figura No. 2.24, que presenta el consumo estimado de combustibles fósiles en etapas anuales para un escenario hidrológico medio.

Es importante observar la variación del consumo del combustible diésel entre los años 2013 y 2015, llegando a niveles mínimos a partir del ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas alrededor del 2016, para luego incrementarse gradualmente hasta el 2021.

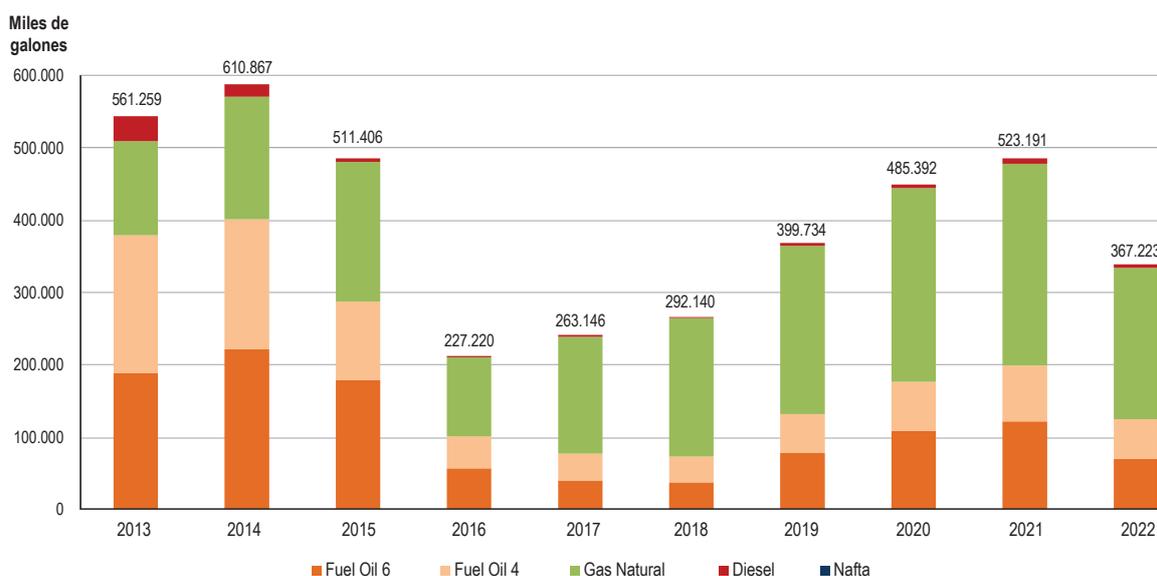


FIG. No. 2.24: CONSUMO ESTIMADO DE COMBUSTIBLES, ESCENARIO HIDROLÓGICO MEDIO, PERIODO 2013 - 2022

ETAPA	Gas Natural (KPC)	Nafta (galón)	Diesel (galón)	Fuel Oil 4 (galón)	Fuel Oil 6 (galón)	Gas Natural (galón)*	Total
2013	17.490	0	34.088	190.489	188.814	130.378	561.259
2014	22.764	0	17.179	179.486	221.745	169.693	610.867
2015	25.912	0	4.749	108.059	179.526	193.159	511.406
2016	14.688	0	1.683	44.227	57.131	109.491	227.220
2017	21.653	0	2.370	37.402	40.310	161.411	263.146
2018	25.721	0	1.294	35.399	37.991	191.735	292.140
2019	31.196	0	3.851	53.887	78.252	232.548	399.734
2020	35.939	0	4.755	67.906	108.887	267.905	485.392
2021	37.435	0	7.581	77.131	121.988	279.056	523.191
2022	28.052	0	4.715	54.679	70.666	209.112	367.223
Total	260.850	0	82.266	848.663	1.105.312	1.944.487	4.241.578

En miles de unidades

* Poder Calorífico superior del gas 1.017 BTU/pie³

Poder Calorífico superior del Fuel Oil 136.429 BTU/galón

TABLA No. 2.18: CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE

Con relación al consumo de gas natural, en la figura No. 2.25, se presenta la tendencia prevista para el periodo 2013 - 2022, con tres escenarios hidrológicos.



2. Expansión de la Generación

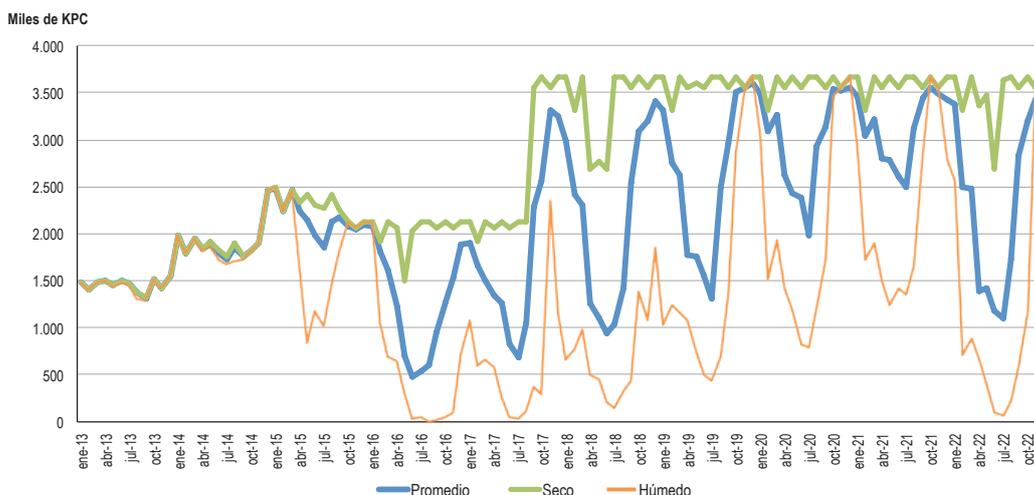


FIG. No. 2.25: CONSUMO ESTIMADO DE GAS NATURAL, PARA TRES ESCENARIOS HIDROLÓGICOS, PERIODO 2013 - 2022

2.16.1 Emisiones de CO₂

Una de las bondades del Plan de Expansión de Generación propuesto, tiene relación con las emisiones de CO₂ a la atmósfera. En la figura No. 2.26, se presentan las emisiones de CO₂ en etapas anuales, asumiendo un escenario hidrológico promedio.

Los resultados muestran que en el 2013 se emitirían a la atmósfera alrededor de 3,7 millones de toneladas de CO₂ originadas en la operación de centrales térmicas, y de cumplirse con el PEG, éstas podrían reducirse significativamente a partir del 2015, llegando a valores mínimos de 1,3 millones de toneladas de CO₂ en el 2016. Posteriormente, se incrementarían los niveles de emisión hasta 3 millones de toneladas de CO₂ en el 2021.

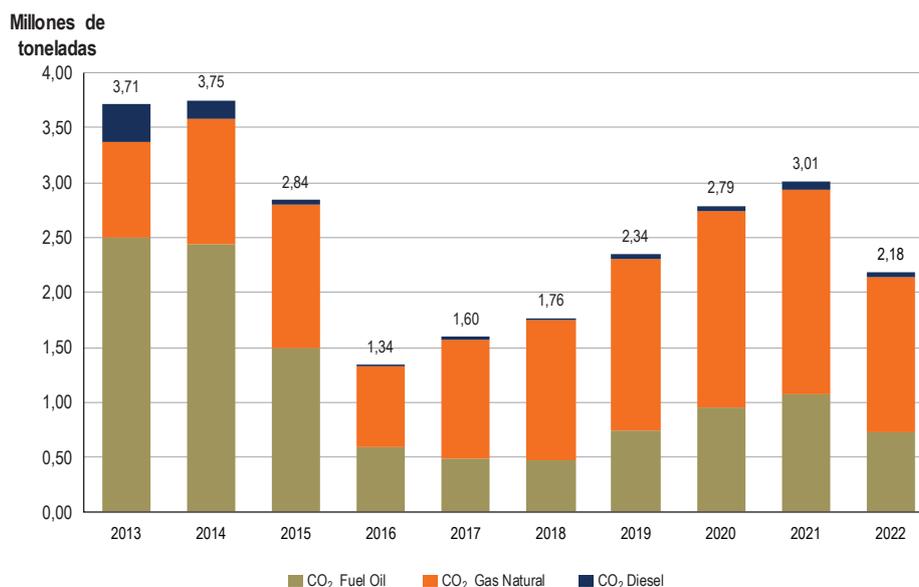


FIG. No. 2.26: EMISIONES DE CO₂ POR TIPO DE COMBUSTIBLE, PERIODO 2013 - 2022



TABLA No. 2.19: EMISIONES POR TIPO DE COMBUSTIBLE, EN MILLONES DE TONELADAS DE CO₂

ETAPA	CO ₂ Diesel	CO ₂ Fuel Oil	CO ₂ Gas Natural	Total
2013	0,34	2,50	0,87	3,71
2014	0,17	2,44	1,14	3,75
2015	0,05	1,50	1,30	2,84
2016	0,02	0,59	0,73	1,34
2017	0,02	0,49	1,08	1,60
2018	0,01	0,46	1,29	1,76
2019	0,04	0,75	1,56	2,34
2020	0,05	0,95	1,80	2,79
2021	0,08	1,07	1,87	3,01
2022	0,05	0,73	1,40	2,18
Total	0,82	11,48	11,04	25,34

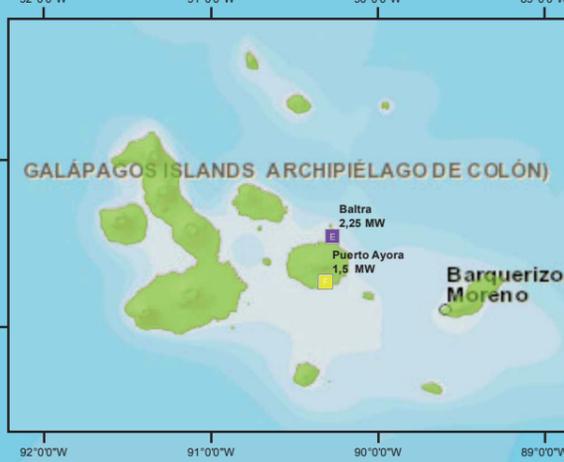


2.1

Anexo

**Mapa del Plan de Expansión
de Generación 2013 - 2022**

MAPA DEL PLAN EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Limite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- Proyectos de generación hidroeléctricos**
 Potencia (MW)
- 2,25 - 184,00 MW
 - 184,01 - 564,00 MW
 - 564,01 - 1.500,00 MW
- Proyectos de generación termoeléctricos**
 Potencia (MW)
- 50,00 - 70,00 MW
 - 70,01 - 125,00 MW
 - 125,01 - 250,00 MW
- Proyectos de generación eólica**
 Potencia (MW)
- 2,25
- Proyectos de generación fotovoltaica**
 Potencia (MW)
- 1,50



MAPA DEL PLAN EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis. com
 Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec

3

Expansión de la Transmisión

3.1. Introducción

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, ha establecido los lineamientos, objetivos y políticas sectoriales e intersectoriales relacionados con el desarrollo del sistema eléctrico ecuatoriano en el marco del Plan Maestro de Electrificación. Un aspecto particularmente importante que contribuye a garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, se relaciona con una adecuada expansión del Sistema Nacional de Transmisión, SNT. Esta tarea es de responsabilidad de la Empresa Pública Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, cuya acción oportuna y responsable se dirige a mantener adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos.

El presente plan ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por parte del MEER, destacándose la adopción de las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013 y de la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico. Un objetivo clave es asegurar el autoabastecimiento energético, maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables con que cuenta el país.

El plan de expansión es elaborado con una visión integral de país, priorizando la atención de la demanda, cuya proyección incluye a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de importantes cargas al sistema, el cambio de la matriz energética y la necesidad de interconectar el sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión.

En el presente documento se detalla el plan de expansión elaborado por CELEC EP a través de la unidad de negocio TRANSELECTRIC que asegura la continuidad de la operación de la red de transmisión hasta finales del periodo de planificación (2013 - 2022), cumpliendo con las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes, permitiendo la incorporación al sistema de los nuevos proyectos de generación definidos y garantizando el suministro de energía eléctrica a los centros de distribución.

3.1.1 Leyes y normas regulatorias

Los estudios eléctricos para la elaboración del plan de expansión del sistema de transmisión consideran las exigencias de calidad, seguridad y confiabilidad establecidas en la normativa vigente, y en especial lo indicado en las siguientes regulaciones:

- Regulación No. CONELEC 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación.
- Regulación No. CONELEC 004/02, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- Regulación No. CONELEC 003/08, Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.
- Regulación No. CONELEC 006/12, Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano.

En estas regulaciones se establecen los parámetros de calidad que se consideran en los estudios de expansión del sistema de transmisión. Los citados parámetros son: voltajes, generación de potencia reactiva, factor de potencia de la carga conectada a barras del sistema de transmisión y cargabilidad de las instalaciones.

3.2. Sistema Actual

3.2.1 Descripción del sistema actual

Las principales instalaciones del SNT se muestran en el mapa geográfico de la figura No. 3.1, las cuales se han agrupado en cinco zonas operativas: Norte, Nororiental, Noroccidental, Sur y Suroccidental, de acuerdo al esquema organizacional del sistema de transmisión de la figura No. 3.2. La configuración topológica del sistema es la existente a diciembre 2012, sobre ella se realiza el diagnóstico de las condiciones operativas del SNT en función de su demanda y generación, actuales y futuras.

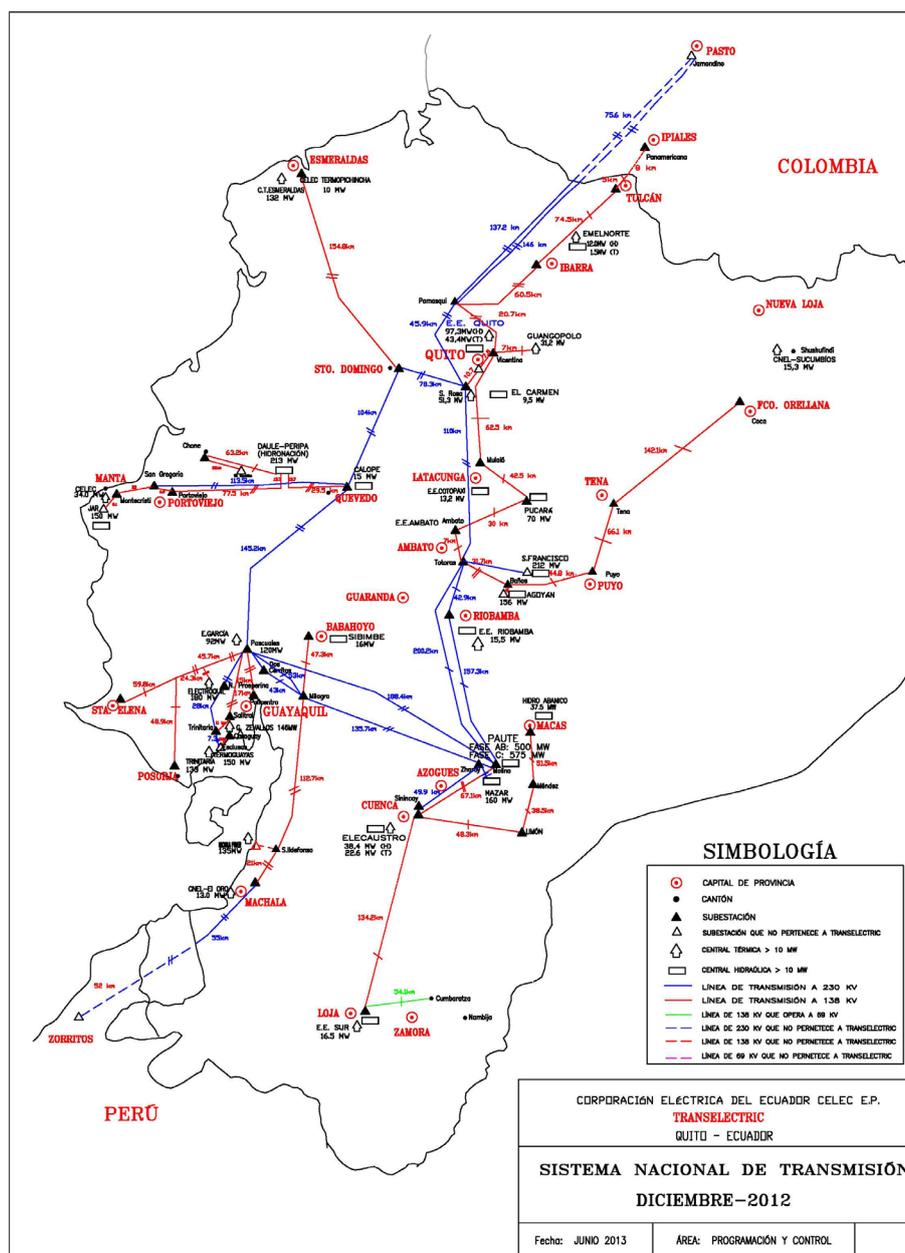


FIG. No. 3.1: DIAGRAMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN A DICIEMBRE 2012

3. Expansión de la Transmisión

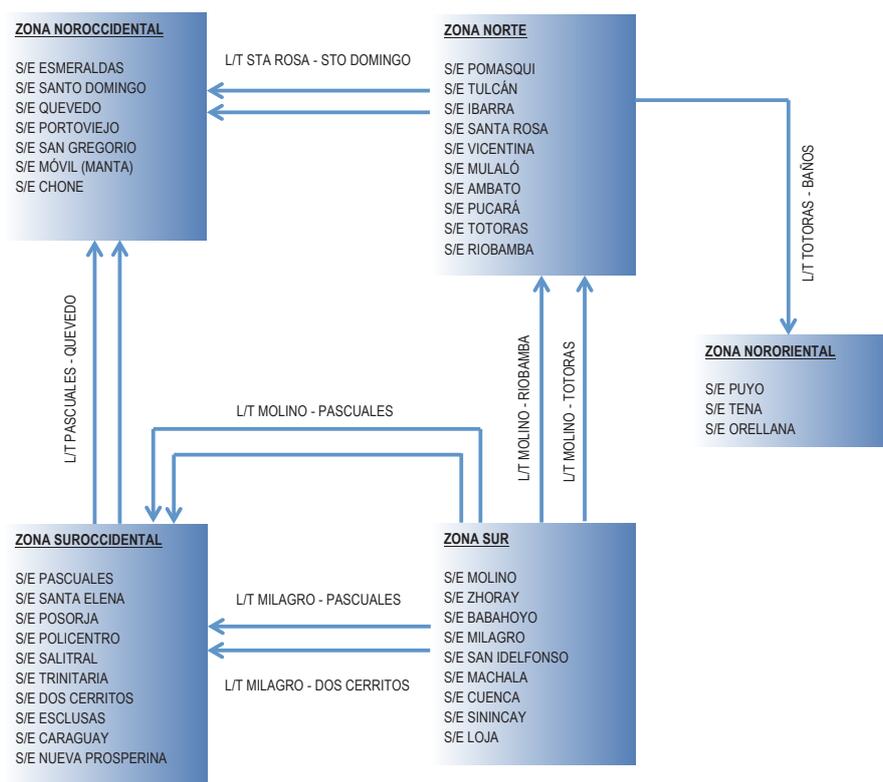


FIG. No. 3.2: ZONAS OPERATIVAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Fuente: CELEC EP

3.2.1.1 Líneas de transmisión

A nivel de 230 kV existen 1.285 km de líneas en doble circuito y 556 km en simple circuito, gran parte de ellas formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba, vinculando de forma directa a los principales centros de generación con los grandes centros de consumo del país.

A nivel de 138 kV se cuenta con 625 km de líneas en doble circuito y 1.093 km en simple circuito, que fundamentalmente parten de manera radial desde el anillo de 230 kV.

Como parte de las instalaciones en operación del SNT existen además, a nivel de 230 kV, algunas líneas de interconexión internacionales:

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 212 km de longitud cada una, que enlazan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano y que permiten la transferencia de hasta 500 MW.
- Con Perú: una línea de transmisión de 107 km de longitud, que conecta a las subestaciones Machala en el lado ecuatoriano con Zorritos en el lado peruano y que permite la transferencia de hasta 100 MW.

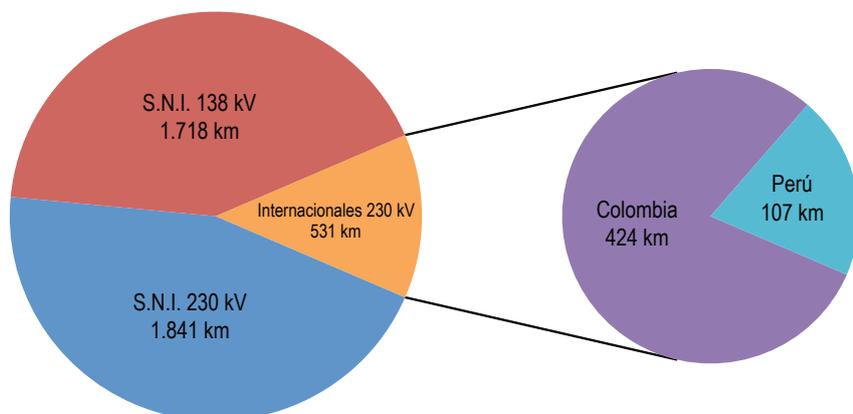


FIG. No. 3.3: COMPOSICIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT

Fuente: CELEC EP

3.2.1.2 Subestaciones

En cuanto a capacidad de transformación y equipamiento de maniobra, en el sistema de transmisión se cuenta con 39 subestaciones, distribuidas de la siguiente manera:

- 15 subestaciones de transformación de relación 230/138/69 kV.
- 20 subestaciones de transformación de relación 138/69 kV.
- 2 subestaciones de transformación móviles, una de relación 138/69 kV y otra de relación 69/13,8 kV.
- 2 subestaciones de seccionamiento, una a 230 kV y otra a 138 kV.

La configuración de barras predominante en las subestaciones de 230 kV es la de doble barra principal y a nivel de 138 kV y 69 kV la de barra principal y transferencia; con equipamiento, en su mayoría, de tipo convencional y algunas instalaciones con equipo compacto en SF6.

La capacidad máxima instalada en los transformadores de las subestaciones del SNT es del orden de los 8.521 MVA, de los cuales 917 MVA corresponden a la capacidad de reserva de los transformadores monofásicos en varias subestaciones.

3.2.1.3 Compensación de potencia reactiva

Es el equipamiento utilizado para mantener los perfiles de voltaje en las barras del SNT de acuerdo a las bandas de variación establecidas en la normativa vigente, para las diferentes condiciones de demanda e hidrología del S.N.I., tanto en estado normal de operación como en condiciones de contingencia.

Se cuenta con un total de 306 MVAR de equipos de compensación capacitiva y 100 MVAR de compensación inductiva, distribuidos en varias subestaciones del SNT.



TABLA No. 3.1: COMPENSACIÓN CAPACITIVA INSTALADA EN EL SNT

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Santa Rosa	138	3	27	81
Pascuales	138	2	30	60
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Total		22	156	306

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.2: COMPENSACIÓN INDUCTIVA INSTALADA EN EL SNT

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Reactores (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Pascuales	13,8	2	10	20
Molino	13,8	2	10	20
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Quevedo	13,8	1	10	10
Santo Domingo	13,8	1	10	10
Totoras	13,8	1	10	10
Riobamba	13,8	1	10	10
Total		10	70	100

Fuente: CELEC EP

3.2.2 Diagnóstico de la operación del sistema

El plan de expansión fundamentalmente comprende las obras de transmisión necesarias para levantar restricciones operativas existentes en el Sistema Nacional de Transmisión, así como las obras que deben ejecutarse para atender el crecimiento de la demanda. En este contexto se desarrolló un diagnóstico de la operación del sistema en las condiciones actuales, cuyos resultados se presentan a continuación.

3.2.2.1 Condiciones operativas del sistema

El SNT presenta problemas específicos en ciertas zonas que podrían poner en riesgo la seguridad operativa y calidad del servicio. Bajo ciertas condiciones operativas y en determinadas zonas, el sistema opera al límite de los criterios establecidos en la normativa, registrándose barras cuyos perfiles de voltaje se encuentran por debajo del mínimo aceptable y nexos de transmisión (líneas y transformadores) con niveles de cargabilidad superiores a los límites establecidos en la normativa.

El Anexo 3.1 contiene, para años representativos, los flujos de potencia que permiten visualizar las respectivas condiciones operativas esperadas del sistema.



3.2.2.1.1 Perfiles de voltaje (demanda máxima)

Es importante señalar que para mejorar las condiciones de calidad y seguridad del S.N.I. es indispensable mantener un adecuado perfil de voltaje (dentro de la banda +7% / -5%) en todo el anillo troncal de transmisión de 230 kV.

En las figuras No. 3.4 y No. 3.5 se muestran los valores promedio de voltajes en barras de 230 kV y 138 kV, respectivamente, del S.N.I. registrados en demanda máxima, para condiciones normales de operación y de hidrología alta en la cadena Mazar - Paute. Como se observa, en 230 kV todas las barras mantienen su voltaje dentro de los límites admisibles, pero hay problemas de baja tensión en barras de 138 kV de las subestaciones Orellana y Loja.

En la zona Suroccidental las subestaciones Pascuales y Nueva Prosperina presentan bajos perfiles de voltaje debido al disminuido aporte de la generación térmica local en condiciones de alta hidrología, mientras que en la zona Sur el perfil de voltaje es bajo en la subestación Machala en caso de indisponibilidad de la generación de la central Termogas Machala.

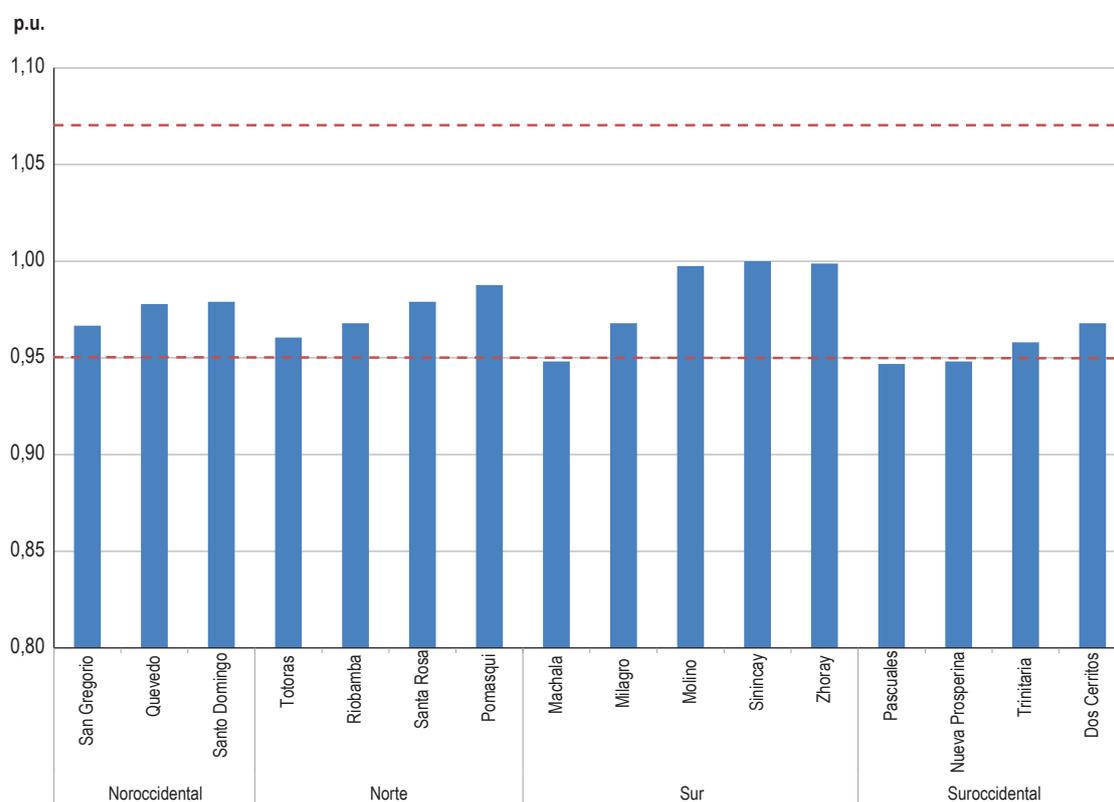


FIG. No. 3.4: PERFILES DE VOLTAJE EN EL ANILLO DE TRANSMISIÓN 230 kV

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

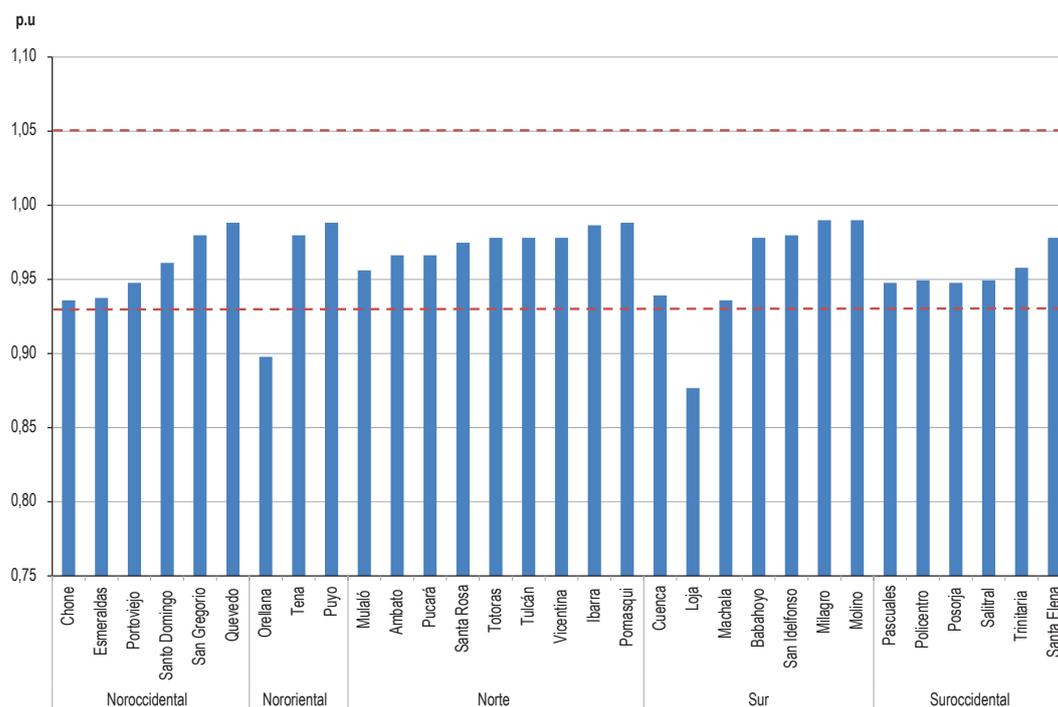


FIG. No. 3.5: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 138 kV

Fuente: CELEC EP

En barras de entrega 69 kV y 46 kV no existe problemas con el perfil de voltaje para demanda mínima. Para demanda máxima, como se muestra en las figuras No. 3.6 y No. 3.7, la única subestación que presenta bajo perfil de voltaje a nivel de 69 kV, en la zona Nororiental, es Orellana.

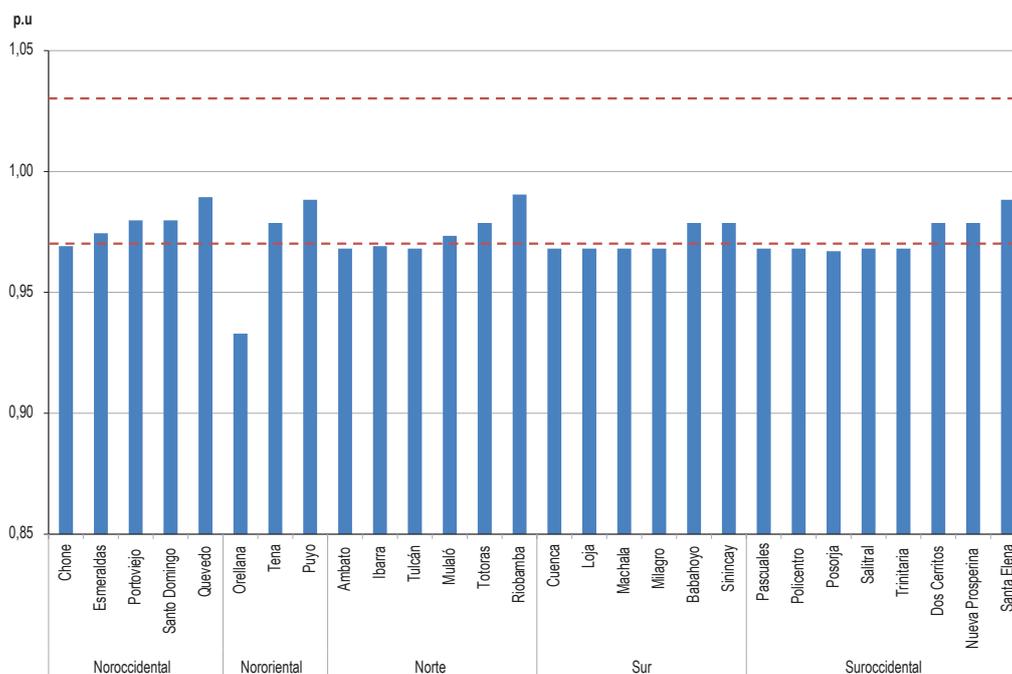


FIG. No. 3.6: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 69 kV

Fuente: CELEC EP



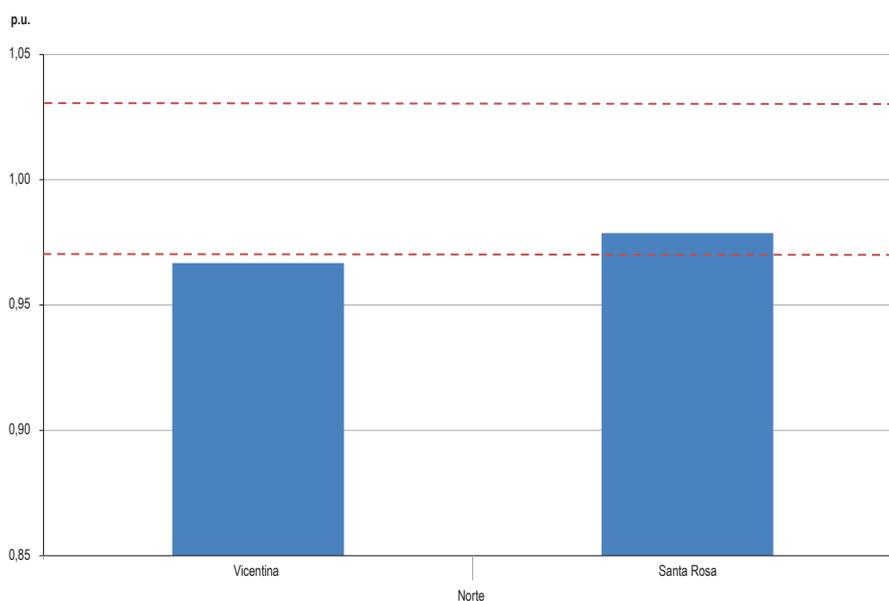


FIG. No. 3.7: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 46 kV

Fuente: CELEC EP

Una situación muy particular en la operación del SNT se registra durante el periodo de alta hidrología de las cadenas energéticas Mazar - Paute y Agoyán - San Francisco, puesto que para mantener un adecuado perfil de voltaje con el objeto de garantizar la estabilidad del sistema ante contingencias, se requiere del ingreso de generación forzada, principalmente en la Zona Suroccidental.

En resumen, las barras con perfiles de voltaje inferiores al mínimo son:

- En condiciones normales:
 - Zona Sur: subestación Loja.
 - Zona Nororiental: subestación Orellana.
- En caso de indisponibilidad de generación:
 - Subestación Loja, debido a indisponibilidad de la central Catamayo de la Empresa Eléctrica Regional Sur.
 - Subestación Machala, por la indisponibilidad de la central Termogas Machala.
 - Subestación Orellana, provocadas por la indisponibilidad de unidades de generación de CNEL EP - Sucumbíos (central Jivino).
 - Subestaciones Pascuales y Trinitaria, debido a indisponibilidad de generación termoeléctrica de la zona de Guayaquil en condiciones de alta hidrología de la cuenca Mazar - Paute.

3.2.2.1.2 Cargabilidad de líneas y transformadores

En las figuras No. 3.8 a No. 3.12 se muestran los niveles de cargabilidad de líneas y transformadores del SNT que se registran en condiciones normales de operación.



3. Expansión de la Transmisión

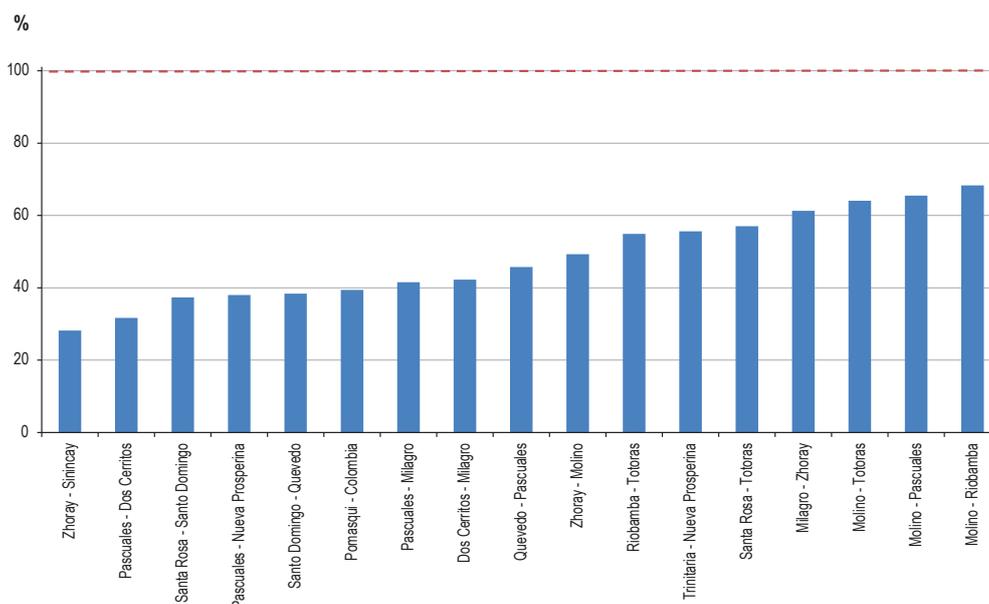


FIG. No. 3.8: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV

Fuente: CELEC EP

Como consecuencia de la falta de generación en la Zona Norte del S.N.I., en condiciones de máxima y media demanda, por la línea de transmisión Totoras – Santa Rosa 230 kV, de 110 km de longitud, normalmente se registran altas transferencias de potencia, en varios casos superiores a los 400 MW. Si bien las condiciones de operación en esta zona del sistema de transmisión y de esta línea en particular presentan voltaje y cargabilidad aceptables, la indisponibilidad de la línea por fallas, causa serios riesgos operativos para el suministro de energía de Quito y parte norte del país, a pesar de que la actuación de protecciones sistémicas ayudan a mitigar los efectos de esta contingencia en el sistema.

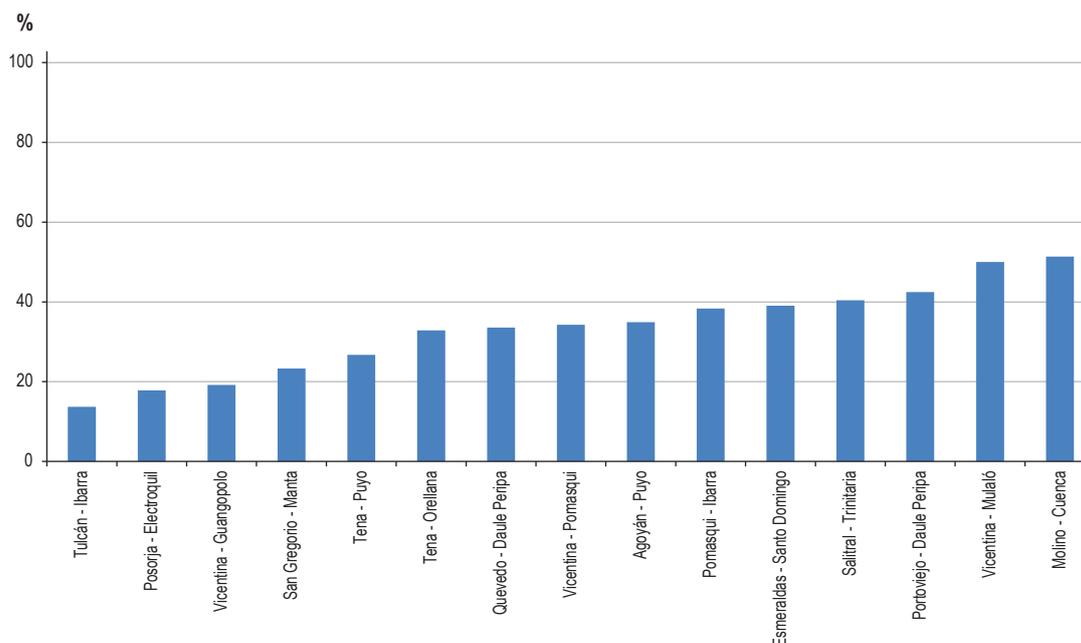


FIG. No. 3.9: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV

Fuente: CELEC EP



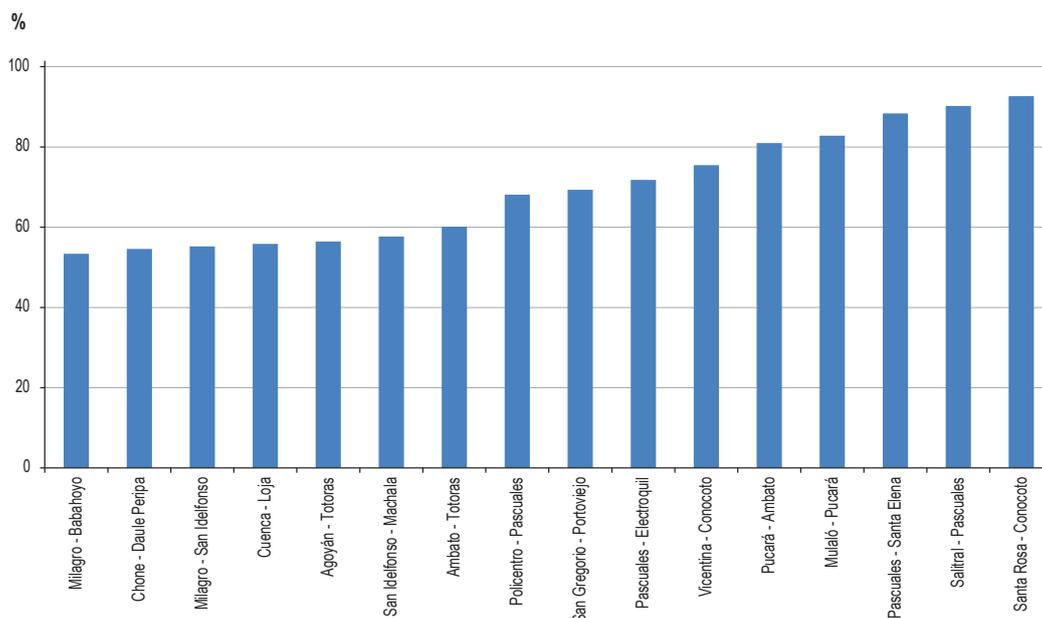


FIG. No. 3.10: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV (cont.)

Fuente: CELEC EP

En la figura No. 3.10 se puede apreciar que las líneas Ambato – Pucará y Pucará – Mulaló de 138 kV sobrepasan el 80% de su capacidad para aquellos casos en que se considera la indisponibilidad de la central hidroeléctrica Pucará; igualmente la línea Pasuales – Salitral de 138 kV presenta altas transferencias de potencia en el periodo de estiaje de la cadena Mazar - Paute, cuando se requiere una elevada generación térmica en las zonas de Salitral y Trinitaria.

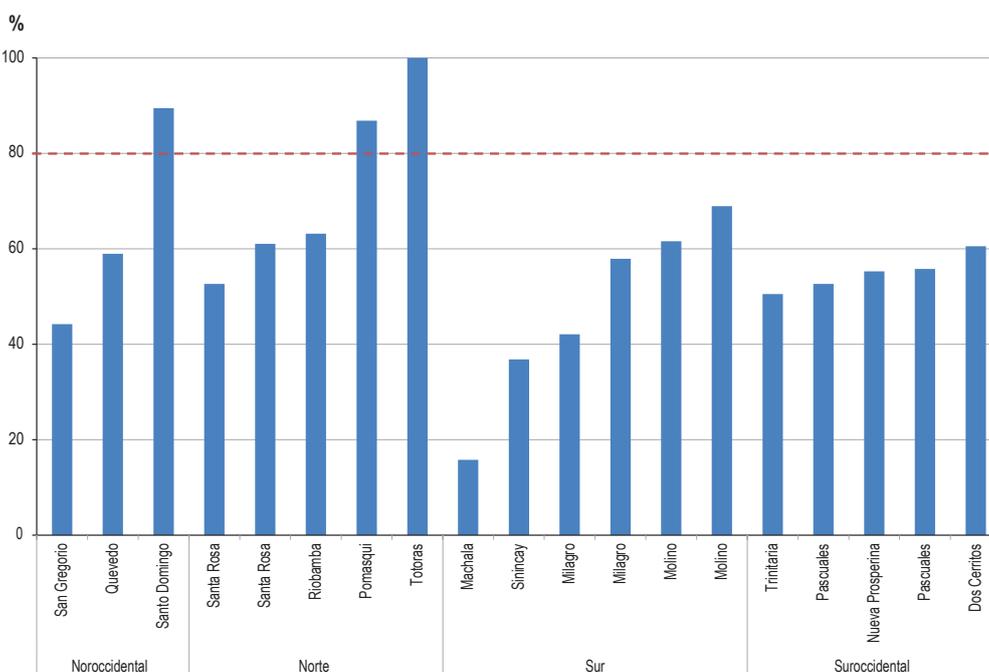


FIG. No. 3.11: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 230/138 kV

Fuente: CELEC EP



Los transformadores 230/138 kV que tienen niveles de carga superiores al 80% de su capacidad nominal son:

- Pomasqui 300 MVA, debido al crecimiento de la demanda de la zona Norte.
- Santo Domingo 167 MVA, en caso de indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.
- Totoras 100 MVA, en circunstancias de indisponibilidad de la central Pucará.

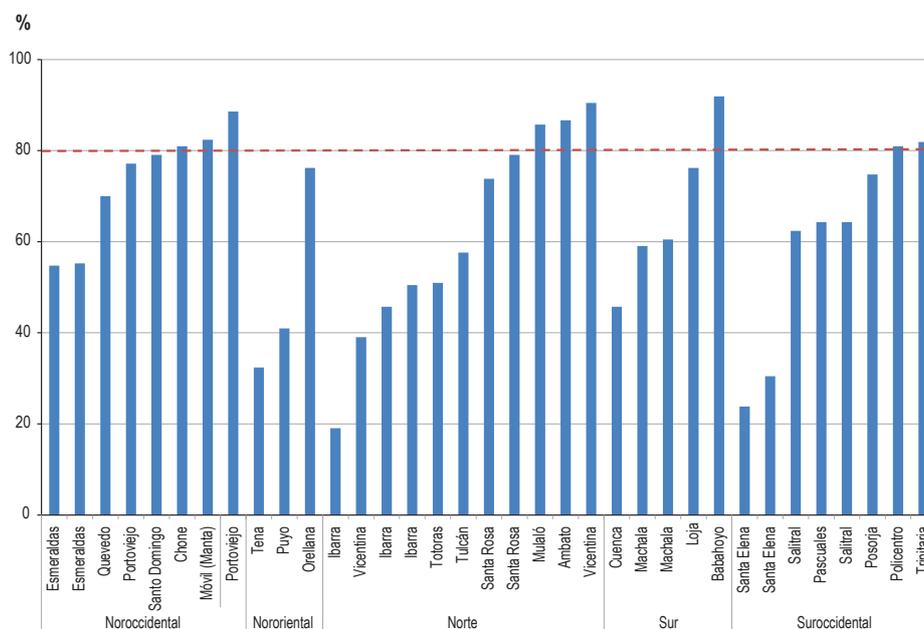


FIG. No. 3.12: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 138/69 kV

Fuente: CELEC EP

Los transformadores 138/69/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia son los siguientes:

- Babahoyo, 67 MVA;
- Chone, 60 MVA;
- Trinitaria, 150 MVA;
- Ambato, 44 MVA;
- Mulaló, 67 MVA;
- Móvil, instalado en la zona de Manta, 32 MVA;
- Portoviejo, 75 MVA.

El transformador 138/46/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia es el siguiente:

- Vicentina, 48 MVA

3.2.3 Restricciones operativas del sistema y sus soluciones

A continuación se presentan las restricciones operativas del sistema considerando tanto perfiles de voltaje como niveles de cargabilidad de nexos de transmisión. Las restricciones son identificadas por zona operativa, indicándose en cada caso los proyectos de corto plazo propuestos para levantarlas.



TABLA No. 3.3: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NORTE

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Pomasqui: Barra 230 kV.	Registra voltajes del orden de 1,05 p.u. Causa: Se opera abriendo circuitos de las líneas de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, afectando la confiabilidad del S.N.I.	Instalación reactor 25 MVAR 230 kV en subestación Pomasqui.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Ambato: Transformador 138/69 kV, 43 MVA.	Registra cargabilidad del 89%. Causa: crecimiento de la demanda en ELEPCO y E.E. Ambato.	Instalación de un transformador 138/69 kV, 75 MVA.
Subestación Mulaló: Transformador 138/69 kV, 55 MVA.	Registra cargabilidad del 87%. Causa: crecimiento de la demanda en ELEPCO.	Instalación de un autotransformador 138/69 kV, 66 MVA, con ULTC.
Subestación Totoras: Transformador 230/138 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del orden del 104%. Causa: Sobrecargas por indisponibilidades de la central Pucará y disminución de generación en central Agoyán.	Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 150 MVA.
Subestación Pomasqui: Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Registra cargabilidad del 88%. Causa: Transferencia alta de potencia desde Colombia, con restricciones operativas en centrales Pucará y Agoyán; crecimiento de la demanda en la Zona Norte del país.	Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.
Subestación Vicentina: Transformador 138/46 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del 91%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de la EEQSA. Máxima demanda en el anillo de la EEQSA.	Construcción subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
Circuito 1 de la línea de transmisión Totoras – Agoyán, 138 kV.	Circuito 2 indisponible, Posición 138 kV de línea en subestación Agoyán es utilizada para alimentar a la Zona Nororiental del país.	Energización del patio de 138 kV de la subestación Baños, permitirá normalizar el Circuito 2 de la línea indicada.
Línea de transmisión Mulaló - Pucará, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (112 MVA) hacia la zona norte del país por crecimiento de la demanda de ELEPCO.	Repotenciación de la línea de transmisión (cambio de conductor) Pucará – Mulaló, 138 kV.
Línea de transmisión Pucará – Ambato, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (77 MVA) por el corredor Totoras-Pucará, 138 kV, ante indisponibilidad de la central Pucará.	Normalización de la operación de la central Pucará.
Línea de transmisión Santa Rosa – Conocoto, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (112 MVA) debido a indisponibilidad de la central Pucará.	Seccionamiento de la línea de transmisión Mulaló – Vicentina, 138 kV, en la subestación Santa Rosa.

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.4: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NORORIENTAL

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Orellana: Barras 138 y 69 kV.	Se registran voltajes de 0,90 y 0,93 p.u respectivamente. Causa: Condiciones topológicas del Sistema en la Zona Nororiental del país.; indisponibilidades de centrales Agoyán y Jivino.	Entrada en operación en CNEL EP - Sucumbíos de central térmica Jivino 40 MW.
Subestación Tena: Barras 138 y 69 kV.	Registran tensiones de 0,95 p.u. Causa: Condiciones topológicas del Sistema en la Zona Nororiental del S.N.I.; indisponibilidad de central Agoyán.	Entrada en operación en CNEL EP - Sucumbíos de la central térmica Jivino 40 MW y normalización del circuito 2 de la línea Agoyán – Baños – Totoras 138 kV.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
	Sin restricciones.	
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
	Sin restricciones.	

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.5: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NOROCCIDENTAL

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Esmeraldas: Barras 138 y 69 kV.	Se registra voltajes de 0,94 y 0,96 p.u. Causa: Indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas y crecimiento de la demanda en esta zona.	Construcción de la subestación Quinindé 138/69 kV, 100 MVA; normalización operativa de la central Esmeraldas; construcción del sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas -Santo Domingo.
Subestación Portoviejo: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,95 y 0,97 p.u respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda, y falta de potencia reactiva en la zona de Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA; instalación de generación térmica en la zona.
Subestación Chone: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,97 p.u respectivamente. Crecimiento de la demanda y falta de potencia reactiva en la zona norte de la provincia de Manabí. Restricciones operativas por falta de calidad del servicio en el sistema de subtransmisión de CNEL EP - Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA; instalación de generación térmica en la zona. Análisis conjuntos de los planes de expansión de transmisión y subtransmisión, con fines de mejora de la calidad del servicio en la zona norte de la provincia de Manabí.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Santo Domingo: Transformador 230/138 kV, 167 MVA. Transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del 90 y 80%, respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Santo Domingo y Esmeraldas; indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.	Instalación de un transformador 138/69 kV, 167 MVA.
Subestación Móvil: Transformador 138/69 kV, 32 MVA.	Registra cargabilidad del 82%. Causa: Crecimiento de la demanda en la Zona de Manta.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA.
Subestación Chone: Transformador 138/69 kV, 60 MVA.	Registra cargabilidad del 82%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona norte de la provincia de Manabí.	Reemplazo del transformador actual por uno de 100 MVA, con ULTC.
Subestación Portoviejo: Transformador AA1 138/69 kV, 75 MVA.	Registra cargabilidad del 90%. Causa Crecimiento de la demanda en la zona de Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
	Sin restricciones	

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.6: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA SUR

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Machala: Barras 230, 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,93, 0,94 y 0,96 p.u. respectivamente. Causa: Indisponibilidad de la generación de Machala Power.	Construcción de la línea de transmisión Milagro – Machala, 230 kV. Montaje de un circuito.
Subestación Loja: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,95 p.u. respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda en la E.E. Regional Sur.	Montaje del segundo circuito de la línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Babahoyo: Transformador 138/69 kV, 66,7 MVA.	Registra cargabilidad del 93%. Causa: crecimiento de la demanda en CNEL EP - Los Ríos; indisponibilidades de la central Sibimbe.	Construcción de una nueva subestación Babahoyo 138/69 kV, 2 x 67 MVA.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
Sistema de transmisión 69 kV Cuenca – Limón - Méndez -Macas.	Sistema de subtransmisión sobrecargado operando a 69 kV.	Repotenciación a 138 kV del sistema Cuenca – Limón – Méndez - Macas, y construcción de subestaciones 138/13,8 kV en las subestaciones intermedias.

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.7: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA SUROCCIDENTAL

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Salitral: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,95 y 0,98 p.u respectivamente. Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema. Operación del Sistema en condiciones no económicas de generación.	Incremento de la confiabilidad operativa de la generación térmica en la zona de Guayaquil.
Subestación Trinitaria: Barras 230 y 138 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,96 p.u. respectivamente. Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema. Operación del Sistema en condiciones no económicas de generación.	Incremento de la confiabilidad operativa de la generación térmica en la zona de Guayaquil.
Subestación Posorja: Barra 138 kV.	Registra voltajes de 0,95 p.u. Causa: Crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santa Elena en Posorja.	Construcción del sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena; que operará inicialmente a 138 kV.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Salitral: Transformador ATQ 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 96% Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Subestación Policentro: Transformador 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 83%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Subestación Trinitaria: Transformador 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 86%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
Línea de transmisión Pascuales - Santa Elena, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (113,5 MVA). Causa: generación térmica de las centrales APR Energy 2 y Santa Elena.	Construcción del sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena; que operará inicialmente a 138 kV.
Línea de transmisión Pascuales – Salitral, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (190 MVA). Causa: crecimiento de la demanda y alta generación térmica en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.

Fuente: CELEC EP



3.3. Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

El Art. 33 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Obligaciones del Transmisor, establece: *“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC”*.

El Art. 62 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico señala: *“La expansión del Sistema Nacional de Transmisión, para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, que se establezcan en la normativa aplicable, será planificada obligatoriamente por la compañía única de transmisión en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.”*

La expansión del sistema de transmisión en el periodo indicado del plan, se hace en base a estudios técnico económicos que son aprobados por el CONELEC, y que establecen el plan de expansión de transmisión necesario para garantizar la operación del Sistema Nacional de Transmisión dentro de los límites de calidad y seguridad exigidos por la normativa vigente, permitiendo la incorporación al Sistema Nacional Interconectado de nuevos proyectos de generación; y, asegurando el suministro de energía eléctrica a la demanda, tanto a empresas distribuidoras como a grandes consumidores.

3.3.1 Procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

3.3.1.1 Objetivos

El Plan de Expansión del SNT tiene como finalidad determinar la red de transmisión que se debe implementar para atender los requerimientos del crecimiento de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación al S.N.I. en el periodo de diez años, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía para el servicio de transporte de energía eléctrica hacia los diferentes centros de consumo del sistema eléctrico ecuatoriano.

3.3.1.2 Información de entrada

La información básica utilizada en la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión es la siguiente:

- Regulaciones referentes a calidad, seguridad y confiabilidad del servicio.
- Proyección de la demanda anual de potencia y energía. (Hipótesis No. 5. Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica)
- Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022 (escenarios de suministro que aseguren el cumplimiento de las políticas energéticas nacionales).
- Plan de Expansión de cada una de las Empresas Distribuidoras.
- Estadísticas de operación del S.N.I. disponibles en el CENACE y en el Centro de Operaciones de Transmisión – COT.
- Proyectos que se encuentran en construcción y aquellos cuya ejecución se prevé iniciar en el corto plazo.
- Costos de inversión de suministros y de construcción de los proyectos ejecutados por CELEC EP – TRANSELECTRIC, actualizados con los últimos procesos de contratación.

3.3.1.3 Análisis de criterios y procedimiento

La formulación del plan de expansión de transmisión se realiza luego del análisis de diferentes alternativas de equipamiento técnicamente realizables y económicamente viables para cada uno de los años del periodo de

planificación, mediante la ejecución de estudios eléctricos para condiciones de demanda máxima, media y mínima y para los escenarios de alta y baja hidrología en el S.N.I.

3.3.1.4 Definición de hipótesis

La determinación del plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión toma como base para los análisis, el estado de avance de los proyectos de expansión en ejecución y los cronogramas de aquellos que iniciarán próximamente su construcción. A esta información considerada como referencial, se suma para el estudio las siguientes proyecciones y simulaciones:

- Proyección decenal de la demanda anual de potencia y energía de las empresas de distribución.
- Despachos de generación: se formulan en función de los resultados de las simulaciones energéticas del S.N.I. entregadas por el CONELEC y de los costos variables de producción de cada una de las unidades de generación del sistema publicados por el CENACE.
- Análisis eléctricos: se realizan considerando la demanda máxima no coincidente del sistema, desagregada por barra de entrega del S.N.I. de acuerdo con las estadísticas de operación disponibles.
- Capacidad de nuevas subestaciones: el equipo de transformación se dimensiona para que a la fecha de entrada en operación, el nivel de carga inicial sea del orden del 40% de su capacidad máxima.
- Líneas de transmisión: en condiciones normales de operación no deben superar el 100% de su capacidad de transporte.
- Normativa vigente: se debe cumplir principalmente lo indicado en las regulaciones: “Procedimientos de Despacho y Operación (No. 006/00)”, “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM (No. 004/02)” y “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el S.N.I. (No. 003/08)”, mediante las cuales se establecen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad que deben ser observados por el transmisor y demás agentes del MEM.

Las alternativas son analizadas mediante criterios económicos (considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red, operación del sistema, restricciones, energía no suministrada y pérdidas de potencia y energía), con la tasa de descuento referencial del 12% definida por SENPLADES y una vida útil de 30 años para subestaciones y de 45 años para líneas de transmisión.

Para la valoración de la energía no suministrada se considera un costo de 1.533 USD/MWh, de acuerdo con lo establecido por el CONELEC.

3.3.1.5 Evaluación de costos

De los resultados de estudios eléctricos realizados por CELEC EP se determina el correspondiente plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión para el periodo 2013 - 2022. Los proyectos que constituyen el plan de expansión permitirán obtener los siguientes beneficios en el Sistema Nacional Interconectado:

- Abastecer el crecimiento de la demanda en diferentes zonas del país.
- Incrementar los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad en el servicio eléctrico.
- Posibilidad de incorporar nueva generación al S.N.I.
- Mejorar las condiciones operativas del S.N.I.
- Disminuir las pérdidas de potencia y energía en el SNT.



- Mejorar el despacho económico de generación en el sistema.

Los presupuestos de los proyectos de expansión fueron formulados en base a costos unitarios tomados de los antecedentes de CELEC EP - TRANSELECTRIC en la contratación de obras similares y de la información definida para las obras de 500 kV, por la consultoría contratada para este efecto.

El siguiente es un detalle de esos costos:

TABLA No. 3.8: BAHÍAS DE SUBESTACIÓN

Tecnología	Tensión (kV)	Tipo	Costo (kUSD)
Convencional	500	Línea acoplamiento	2.948
		Transformador	2.398
		Acoplamiento	1.904
		Reactor de línea (sin interruptor, con reactor de neutro)	231
		Reactor de barras	858
	230	Línea	770
		Transformador	747
		Acoplamiento	614
		Capacitor	584
	138	Línea	625
		Transformador	594
		Transferencia	484
		Capacitor	525
	69	Línea	470
		Transformador	448
		Transferencia	349
Capacitor		352	
SF ₆	230	Línea	1.389
		Transformador	1.314
		Acoplamiento	1.290
	138	Línea	927
		Transformador	867
		Transferencia	855
	69	Línea	504
		Transformador	488
		Transferencia	480
		Capacitor	488

Fuente: CELEC EP

Estos costos corresponden a los siguientes esquemas de subestaciones:

- 230 kV: doble barra principal,
- 138 kV: barra principal y transferencia,
- 69 kV: barra principal y transferencia.



TABLA No. 3.9: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Tipo	Tensión (kV)	Descripción	Costo unitario (kUSD)	Costo total (1) (kUSD)
Banco (3 Monofásico)	500	Transformador 500/230 kV, 150 MVA	6.138	7.986
	230	Autotransformador 230/138 kV, 75/100/125 MVA	4.764	4.865
		Autotransformador 230/138 kV, 33/44/55 MVA	2.682	2.782
		Autotransformador 230/69 kV, 33/44/55 MVA, con ULTC	3.591	3.691
		Autotransformador 230/69 kV, 20/26/33 MVA, con ULTC	3.249	3.349
	138	Autotransformador 138/69 kV, 30/40/50 MVA, con ULTC	3.471	3.571
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA	701	2.203
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA, con ULTC	958	2.974
	Trifásico	230	Autotransformador 230/138 kV, 180/240/300 MVA	3.406
Autotransformador 230/138 kV, 135/180/225 MVA			2.754	2.854
Autotransformador 230/69 kV, 100/133/166 MVA			2.207	2.307
138		Autotransformador 138/69 kV, 45/60/75 MVA	1.512	1.612
		Autotransformador 138/69 kV, 40/53/66 MVA	1.374	1.474
		Autotransformador 138/69 kV, 33/44 MVA	1.010	1.110
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA	807	907
		Autotransformador 138/69 kV, 224 MVA	2.033	2.133
		Autotransformador 138/69 kV, 100/133/167 MVA	1.637	1.737

(1) Incluye obras civiles y montaje

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.10: CAPACITORES

Tensión (kV)	Descripción	Suministro (kUSD)	Montaje (kUSD)	Total (kUSD)
230	Banco 2 x 60 MVAR	1.026,0	266,8	1.292,8
	Banco 1 x 60 MVAR	513,0	133,4	646,4
138	Banco 3 x 25 MVAR	1.041,0	270,0	1.311,0
	Banco 2 x 25 MVAR	694,0	180,0	874,0
	Banco 1 x 25 MVAR	347,0	90,0	437,0
	Banco 2 x 30 MVAR	774,0	180,0	954,0
	Banco 1 x 30 MVAR	387,0	90,0	477,0
69	Banco 2 x 12 MVAR	379,0	60,0	439,0
	Banco 1 x 12 MVAR	189,5	30,0	219,5
	Banco 1 x 12 MVAR	118,0	30,0	148,0
	Banco 1 x 6 MVAR	70,0	30,0	100,0

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.11: REACTORES

Ítem	Capacidad	Total (kUSD)
1	Banco de 90 MVAR para línea (incluye reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2.739 (1)
2	Banco de 30 MVAR para línea (incluye con reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2.035 (1)
3	Banco de 30 MVAR para barra	1.705 (1)
4	Reactor monofásico 30 MVAR	693
5	Reactor monofásico 10 MVAR	462
6	Reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR	303

(1) Incluye obras civiles y montaje

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.12: LÍNEAS

Tensión (kV)	Ítem	Línea	Longitud (km)	Costo Unitario (kUSD)	Costo Total (kUSD)
500	1	Línea de transmisión 1 circuito, 4 conductores/fase	1	308	308
230	2.1	Línea de transmisión Milagro – Machala	135	130	17.549
	2.2	Línea de transmisión Zhoray – Cuenca	52	146	7.573
	2.3	Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui	67	180	12.088
	2.4	Línea de transmisión Tap a subestación Nueva Prosperina (2 líneas)	3	127	760
	2.5	Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas	54	295	15.945
	2.6	Línea de transmisión Trinitaria - Las Esclusas	7,3	454	3.315
	2.7	Línea de transmisión Esmeraldas - Santo Domingo	155	188	29.212
138	3.1	Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena	81	152	12.329
	3.2	Línea de transmisión Las Esclusas – Caraguay	6	596	3.575
	3.3	Línea de transmisión Deriv. Manta – Montecristi	7	203	1.418

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.13: INSTALACIONES COMUNES (PROTECCIONES, SERVICIOS AUXILIARES, CONTROL)

Tipo	Módulo	Costo unitario (kUSD)
1	Para barras con 6 bahías o menos	6.570
2	Para barras con más de 6 bahías	7.821

Fuente: CELEC EP

3.3.2 Proyectos de expansión de transmisión

La necesidad no sólo de solucionar los problemas operativos detectados en el diagnóstico sino también de integrar al S.N.I. la producción de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en construcción, especialmente Sopladora (487 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW), previstos para los años 2015 y 2016, respectivamente (estos proyectos permitirán desplazar generación térmica, principalmente la existente en la ciudad de Guayaquil), requiere de un sistema de transmisión de capacidad suficiente para evacuar la energía de dichos proyectos.



El Plan de Expansión de Transmisión 2013 -2022 determina la necesidad de ejecutar varios proyectos, que se resumen en:

- La implementación de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito.
- La instalación de 7.645 MVA de transformación adicionales.
- La incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva.
- La incorporación de 195 MVAR de compensación inductiva.

De los resultados del análisis del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022, se tiene que entre los años 2019 y 2022 no se necesitarán de obras de transmisión adicionales en el S.N.I.

La figura No. 3.13 muestra el sistema ampliado propuesto:

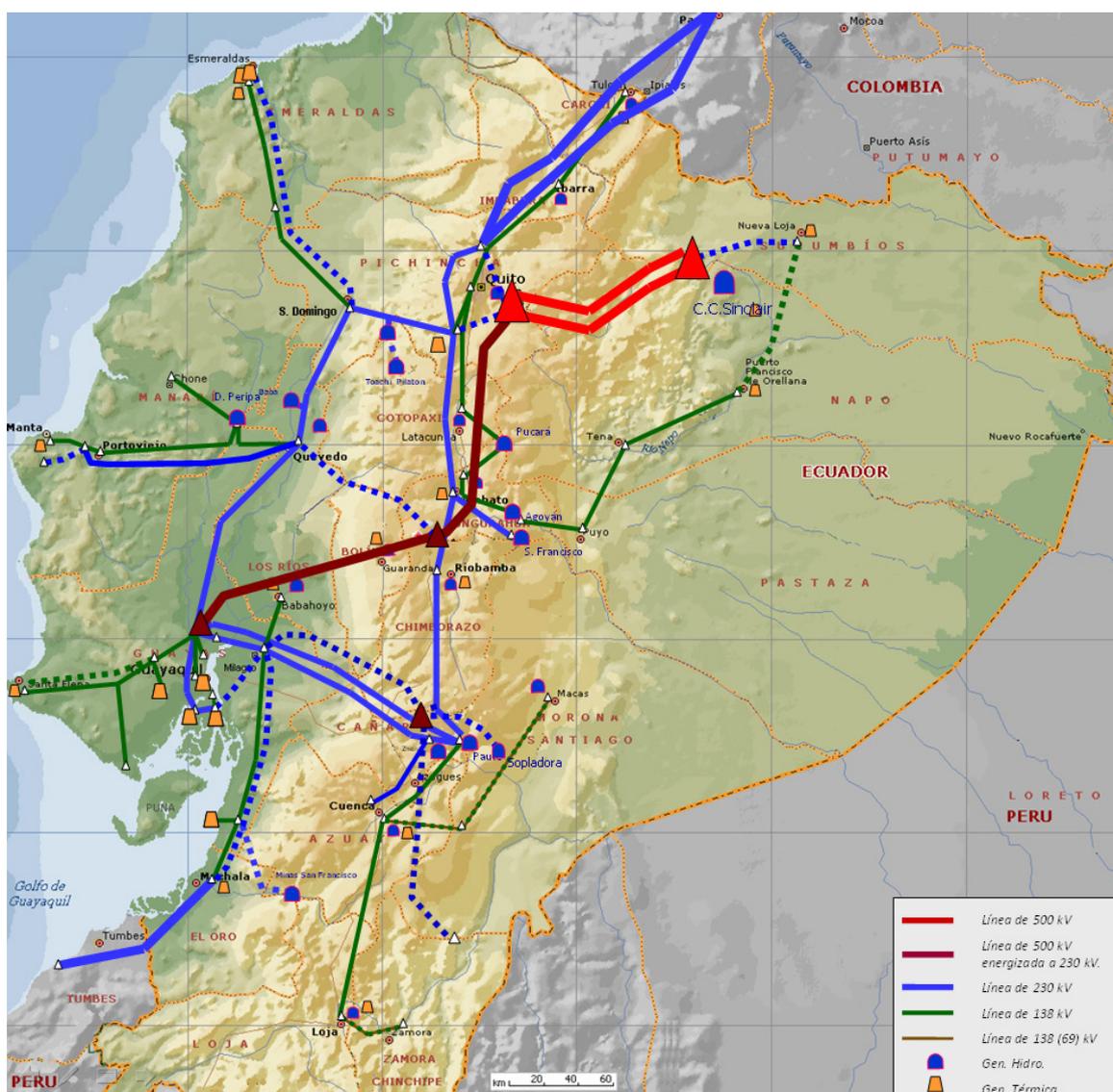


FIG. No. 3.13: MAPA DE LAS OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Fuente: CELEC EP

3. Expansión de la Transmisión

Para ubicar la subestación a la cual se conectará el proyecto hidroeléctrico Sopladora se consideró la necesidad de contar con un sitio estratégico que permitiera además la conexión del proyecto de generación Cardenillo, determinándose que el lugar más idóneo para la construcción de la misma se ubica en el sector de Taday, provincia del Cañar.

Por otro lado, para evacuar la generación del proyecto Coca Codo Sinclair se estableció como mejor alternativa la implementación de un sistema de 500 kV, que además de vincular Coca Codo Sinclair con Quito (subestación El Inga) permitirá interconectarlo con el principal centro de carga del país, Guayaquil (subestación Daule).

Cabe señalar que debido a la falta de experiencia que se tiene en el país respecto al diseño, construcción y operación de instalaciones de 500 kV, para definir la configuración del sistema de transmisión de Extra Alta Tensión del Ecuador que se adapte a las necesidades energéticas de mediano y largo plazo del país, CELEC EP – TRANSELECTRIC, con el aporte del BID, a través de una cooperación técnica no reembolsable, contrató la consultoría del Consorcio CESI-EFFICACITAS.

3.3.2.1 Obras de transmisión con inicio de operación en el 2012

A continuación se presenta un resumen de las obras de transmisión que en cada una de las zonas operativas del SNT ingresaron en operación en el 2012.

TABLA No. 3.14: CRONOLOGÍA DE OBRAS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2012

Fecha de entrada en operación	Obra	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 230 kV Bajo Alto – San Idelfonso: Montaje del segundo circuito, inicialmente energizado a 138 kV.	Evacuación de generación de la zona de Bajo Alto.	Sur
2do. trimestre 2012	Subestación Ibarra: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA y modernización subestación.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del S.N.I.	Norte
3er. trimestre 2012	Subestación Pomasqui: Instalación reactor 230 kV, 25 MVAR.	Controlar los perfiles de voltaje en la Zona Norte del S.N.I. en casos de bajos intercambios de potencia con el sistema colombiano.	Norte
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Nororiental: Construcción subestación Baños, patio 138 kV y tramo de línea.	Normalizar el segundo circuito de la línea de transmisión Agoyán (Baños) – Totoras, 138 kV; y, alimentación a la Zona Nororiental del S.N.I. (línea de transmisión Baños – Puyo, 138 kV).	Nororiental
3er. trimestre 2012	Subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA. Línea de transmisión Victoria – Montecristi, 138 kV, doble circuito, 7 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona de Manta y mejora de la calidad de servicio.	Noroccidental
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Gualaceo - Limón - Méndez – Macas: Cambio de voltaje a 138 kV de líneas de subtransmisión.	Mejorar la calidad de servicio en la zona. Disminución de pérdidas de potencia en el sistema de transmisión.	Sur
3er. trimestre 2012	Modernización de la subestación Pascuales patios 230, 138 y 69 kV, segundo transformador 138/69 kV, 224 MVA, instalación bahía transformador ATT 230 kV.	Confiablez de los sistemas de control.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

Las figuras No. 3.14 y No. 3.15 muestran la ubicación geográfica de los sitios de los proyectos mencionados anteriormente.



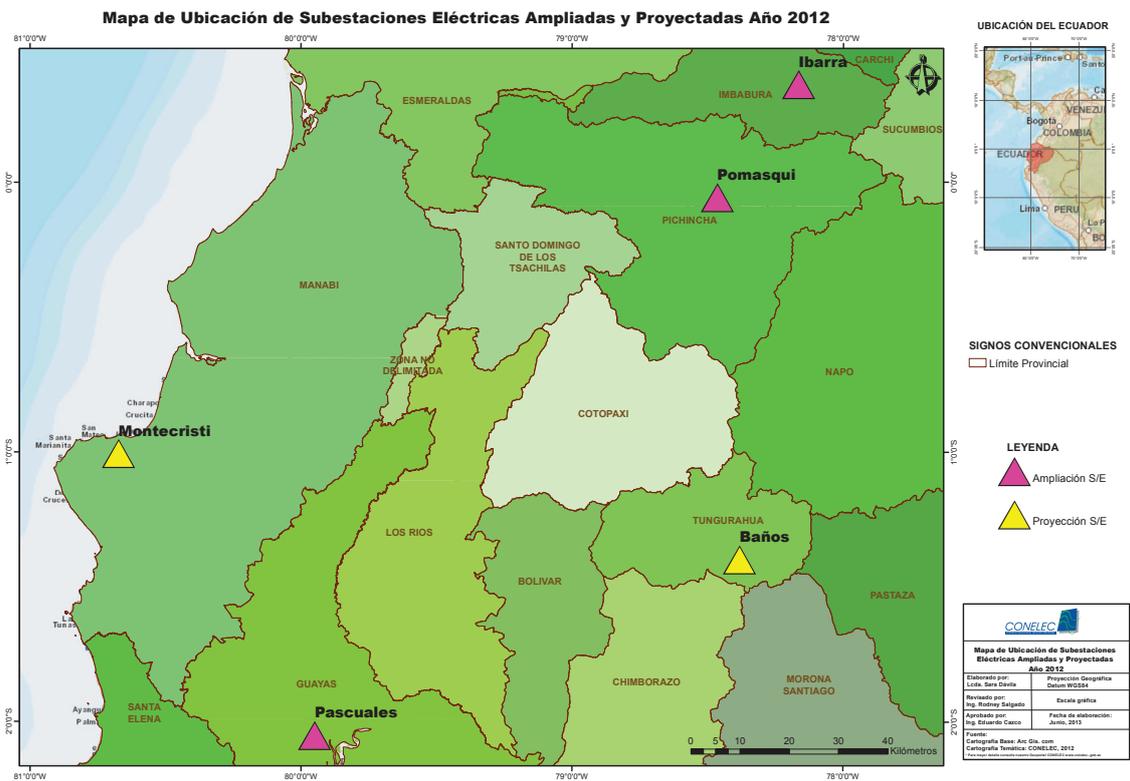


FIG. No. 3.14: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES, AÑO 2012

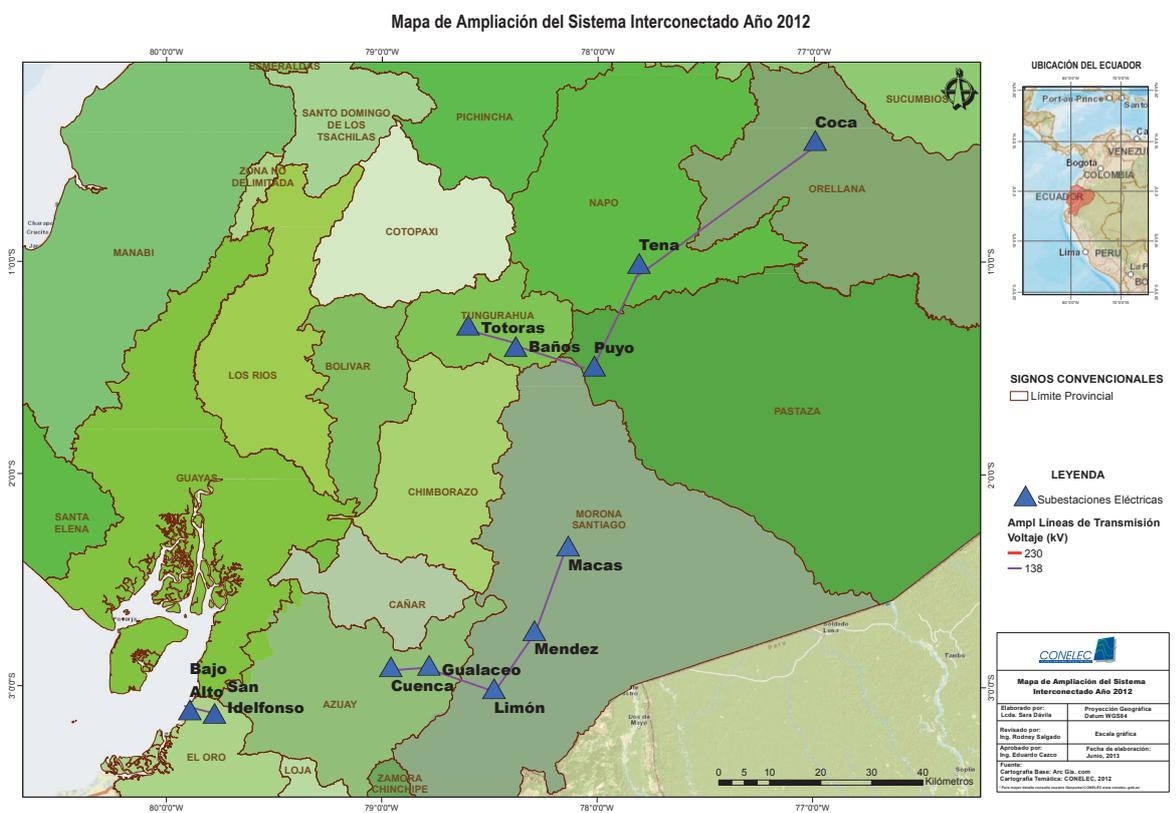


FIG. No. 3.15: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2012



A continuación se presenta una descripción detallada de las obras que entraron en operación en el 2012.

3.3.2.1.1 Obras zona Norte

3.3.2.1.1.1 Subestación Ibarra, instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona norte del S.N.I., se programó la entrada en operación de un transformador trifásico 138/69 kV de 67 MVA, y adicionalmente se terminaron los trabajos de modernización de la subestación.

Esta obra entró en operación en abril de 2012.

3.3.2.1.1.2 Subestación Pomasqui, instalación de un reactor 25 MVAR a 230 kV

Como parte del nuevo proyecto de interconexión 230 kV entre las subestaciones Pomasqui y Jamondino de Ecuador y Colombia, respectivamente, se planificó la instalación de un reactor de 25 MVAR en la subestación Pomasqui, a nivel de 230 kV, que permite mejorar las condiciones operativas de la interconexión, especialmente en horas de mínima demanda.

Esta obra entró en operación en septiembre de 2012.

3.3.2.1.2 Obras Zona Nororiental

3.3.2.1.2.1 Sistema de transmisión 138 kV Nororiental

La etapa final de este sistema de transmisión mejora las condiciones de suministro de energía eléctrica a la zona nororiental del país, y consiste en la construcción de una subestación ubicada en las cercanías de Agoyán, que seccionó los dos circuitos de la línea Agoyán - Totoras y desde ésta hacia el Puyo mediante una línea de 138 kV.

La entrada en operación, en una primera etapa, del patio de 138 kV de esta subestación, permite normalizar la operación del segundo circuito de la línea de transmisión Totoras - Agoyán de 138 kV y así evitar la salida de las centrales de generación Agoyán y San Francisco ante la indisponibilidad de este único enlace entre estas subestaciones. En una segunda etapa, prevista para el 2013, se realizará la instalación de un transformador de 20/27/33 MVA de capacidad, para satisfacer los requerimientos de la demanda de Baños y Pelileo.

El patio de 138 kV de la subestación Baños, entró en operación en julio de 2012.

Debido a que el transformador de la subestación Ibarra 138/69 kV de 33 MVA iba a ser instalado inicialmente en la subestación Baños, este proyecto fue aplazado al reubicar dicho transformador en la subestación Orellana ya que éste presentaba problemas en el cambiador automático de taps bajo carga, lo que imposibilitaba mejorar los perfiles de voltaje en la zona de Orellana, especialmente en casos en que no se cuenta con la generación interna de CNEL EP - Sucumbíos.

La fecha de entrada en operación del transformador de la subestación Baños está prevista para el 2013, una vez que CELEC EP – TRANSELECTRIC realice la compra del nuevo transformador 138/69 kV de 67 MVA para la subestación Orellana.

3.3.2.1.3 Obras Zona Noroccidental

3.3.2.1.3.1 Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - Portoviejo

Como parte de este sistema de transmisión, las condiciones de calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica a la provincia de Manabí, han mejorado con el ingreso en operación las siguientes obras:

- Dos circuitos de la línea de transmisión Quevedo – Portoviejo (San Gregorio), 230 kV, 115 km, encuellados en sus extremos.
- Subestación San Gregorio 230/138 kV, 225 MVA.
- Ampliación de una bahía de 138 kV en la subestación Portoviejo y la entrada en operación de la línea Portoviejo – Manta a 138 kV, de propiedad de CNEL EP – Manabí, permitiendo con ello la energización de manera temporal de la subestación Móvil 138/69 kV de 32 MVA instalada junto a la subestación Manta 2 de la empresa distribuidora.
- Un tercer banco de capacitores de 12 MVAR en la subestación Portoviejo.

De manera complementaria, este sistema consideraba la construcción de una subestación en la zona de Montecristi y su alimentación desde la subestación San Gregorio, mediante el seccionamiento de la línea San Gregorio – Manta de 138 kV, en el sector de La Victoria, ubicada a 7 km al nororiente de Manta.

El detalle de las obras ejecutadas es el siguiente:

- Subestación Montecristi 138 /69 kV, 100 MVA.
- Línea de transmisión Portoviejo - San Gregorio - La Victoria, 138 kV, 27 km, un circuito (adquisición de un tramo de la línea de propiedad de CNEL EP - Manabí).
- Línea de transmisión La Victoria –Montecristi, 138 kV, 7 km de longitud en estructuras doble circuito.

La subestación Montecristi alimentada a 138 kV desde la subestación San Gregorio del sistema de transmisión, entró en operación en julio de 2012.

3.3.2.1.4 Obras Zona Sur

3.3.2.1.4.1 Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Gualaceo - Limón - Méndez - Macas

El sistema Cuenca - Plan de Milagro - Macas que operaba a nivel de 69 kV, y que formaba parte del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A., registraba un nivel de pérdidas de potencia importante, alrededor de 7 MW, debido a que en su extremo se cuenta con la operación de la central hidroeléctrica Abanico de 37,5 MW de capacidad. Con la finalidad de aprovechar de mejor manera la generación de esta central, conectada en Macas, se determinó la necesidad de operar el sistema Cuenca - Gualaceo - Limón – Méndez - Macas a nivel de 138 kV, integrándose al Sistema Nacional de Transmisión, lo cual reduciría en aproximadamente 5 MW las pérdidas de potencia en el sistema.

Esta obra entró en operación en julio de 2012.

3.3.2.1.5 Obras Zona Suroccidental

3.3.2.1.5.1 Modernización de la subestación Pascuales

La aplicación de la Regulación No. CONELEC 003/08 tiene implicaciones directas en el equipamiento de los sistemas de protección, control y medición del SNT, por lo cual se ha implementando la modernización de la subestación Pascuales, con el cambio de los sistemas de protección, control y medición; y, de equipo primario.

Adicionalmente, como parte de este proceso se contempló la instalación de una bahía de transformador de 230 kV, utilizada por el banco de autotransformadores 230/138 kV ATT de la subestación Pascuales, liberando así la bahía de la línea de transmisión Pascuales - Trinitaria de 230 kV para poder reintegrarla al SNT. Sin embargo, hasta que no se cuente con la operación de la subestación Las Esclusas 230/138 kV, solamente se podrá utilizar este circuito como fuente de compensación capacitiva.



El nuevo sistema de control y protección de esta subestación entró en operación en agosto de 2012.

La posición de transformador 230 kV en la subestación Pascuales, entró en operación en julio de 2012.

3.3.2.2 Proyectos de expansión en ejecución

La ejecución de proyectos que actualmente se encuentran en construcción requiere para su conclusión la asignación por parte del Estado de los correspondientes recursos económicos, conforme con lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15.

Desde la tabla No. 3.15 hasta la tabla No. 3.19 se muestra el listado de proyectos de expansión distribuidos por zonas geográficas con la descripción del objetivo de la obra y el trimestre previsto de ingreso en operación (cierre de la información diciembre de 2012).

TABLA No. 3.15: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NORTE

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del S.N.I. con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	4to. trimestre 2013
Subestación Pomasqui: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del S.N.I. (EEQSA y Emelnorte).	4to. trimestre 2013
Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del S.N.I. y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	4to. trimestre 2013
Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la provincia de Cotopaxi.	4to. trimestre 2013
Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias: Cotopaxi y Tungurahua.	4to. trimestre 2013
Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló – Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa. Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa – Conocoto – Vicentina. Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.16: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NOROCCIDENTAL

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la provincia de Santo Domingo y Esmeraldas.	1er. trimestre 2013
Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	4to. trimestre 2013
Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	4to. trimestre 2013
Subestación Santo Domingo: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santo Domingo.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.17: PROYECTOS EN EJECUCIÓN – ZONA SUR

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de línea de transmisión Milagro – San Idefonso – Machala, 230 kV, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	2do. trimestre 2013
Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Montaje segundo circuito línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV. Ampliación de bahías en subestaciones.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de concesión de la E.E. Sur.	2do. trimestre 2013
Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza: Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km. Subestación Yanacocha 138 kV. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E.Sur en la provincia Zamora Chinchipe.	2do. trimestre 2013
Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el S.N.I.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.18: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA SUROCCIDENTAL

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	1er. trimestre 2013
Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil. Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	1er. trimestre 2013
Línea de transmisión 230 kV doble circuito 52 km Milagro – Las Esclusas.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	2do. trimestre 2013
Subestación Lago de Chongón: Seccionamiento 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013
Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de uno operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.19: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - GLOBALES

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Reserva de Subestaciones: Subestación Móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Subestación móvil para emergencias en instalaciones del SNT.	2do. trimestre 2013
Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	4to. Trimestre 2013

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

3.3.2.3 Proyectos de expansión en el corto plazo (2013 - 2016)

3.3.2.3.1 Año 2013

TABLA No. 3.20: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2013

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2013	Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la provincia de Santo Domingo.	Noroccidental
1er. trimestre 2013	Subestación Molino: Modernización de la subestación.	Mejora tecnológica de los sistemas de protección, control y medición.	Sur
1er. trimestre 2013	Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil. Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	Suroccidental
1er. trimestre 2013	Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	Suroccidental
2do. trimestre 2013.	Subestación Totoras: Instalación del segundo transformador 230/138 kV, 150 MVA.	Incremento de transferencia de potencia hacia el sistema de transmisión 138 kV Totoras – Ambato – Pucará – Mulaló, ante indisponibilidades de generación en centrales Pucará o Agoyán.	Norte
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV; montaje del segundo circuito.	Abastecimiento de la demanda de las zonas de Loja y Cumarbatza.	Sur
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumarbatza: Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km. Subestación Cumarbatza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E. Sur en la provincia de Zamora Chinchipe.	Sur
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de la línea de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala, 230 kV, doble circuito, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	Sur
2do. trimestre 2013	Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV, doble circuito, 52 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
2do. trimestre 2013	Reserva para subestaciones: Subestación móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Equipo de reserva para casos de indisponibilidades de equipamiento en el SNT.	Global
4to. trimestre 2013	Subestación Pomasqui: Instalación del segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país (EEQSA y EMELNORTE).	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias de Cotopaxi y Tungurahua.	Norte



TABLA No. 3.20: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2013 (cont.)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2013	Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló – Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa. Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa – Conocoto – Vicentina. Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	Norte
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del S.N.I. y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV 67 MVA.	Abastecimiento de la demanda de las provincias de Cotopaxi y Tungurahua.	Norte
4do. trimestre 2013	Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del S.N.I. con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	Norte
4do. trimestre 2013	Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II: Ampliación de subestaciones.	Normalizar la operación del segundo circuito de la línea de transmisión Quevedo – San Gregorio, 230 kV.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Santo Domingo 138/69 kV: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la CNEL EP - Santo Domingo.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el S.N.I.	Sur
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo: Línea de transmisión Milagro -Babahoyo, 230 kV, doble circuito, 47 km.	Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro en la zona de concesión de CNEL EP - Los Ríos. Inicialmente esta línea operará energizada a 138 kV.	Sur
4to. trimestre 2013	Subestación Posorja: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 33 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Posorja.	Suroccidental
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de un circuito operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	Suroccidental
4to. trimestre 2013	Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	Global
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo: Subestación Central 230 kV. Línea de transmisión Central – Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km. Línea de transmisión Central - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, doble circuito, 2 tramos de 5 km.	Incremento de la confiabilidad del S.N.I.	Global

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

En la figura No. 3.16 se muestra la ubicación de las subestaciones y ampliaciones proyectadas para el 2013.

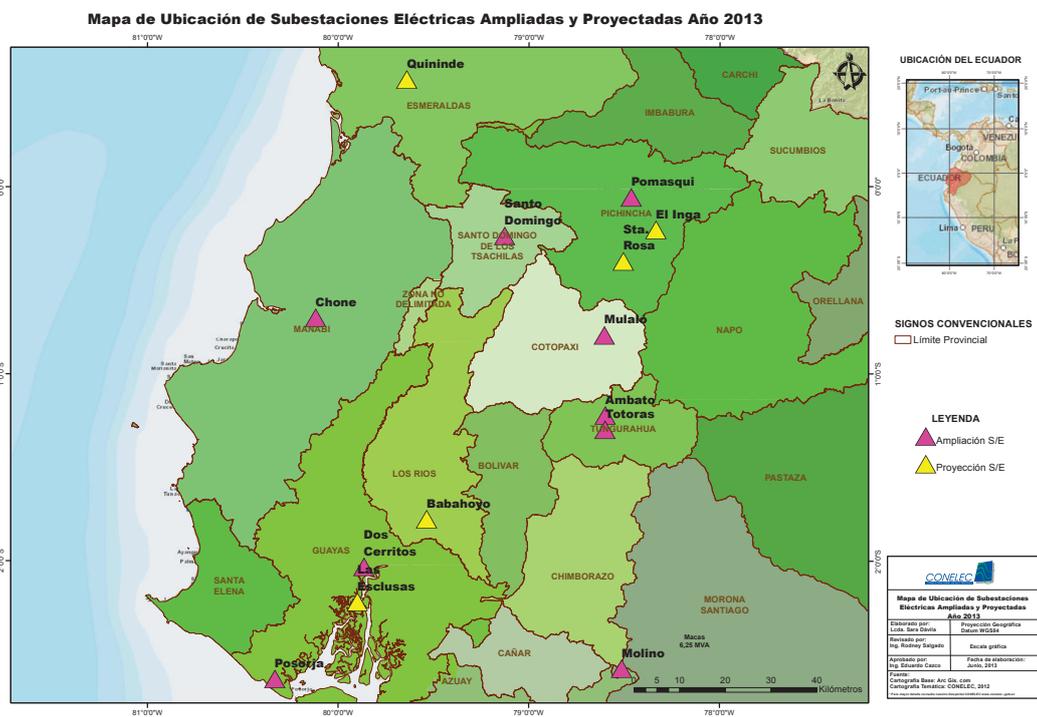


FIG. No. 3.16: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES, AÑO 2013

La figura No. 3.17 muestra la ampliación del SNT proyectada para el 2013.

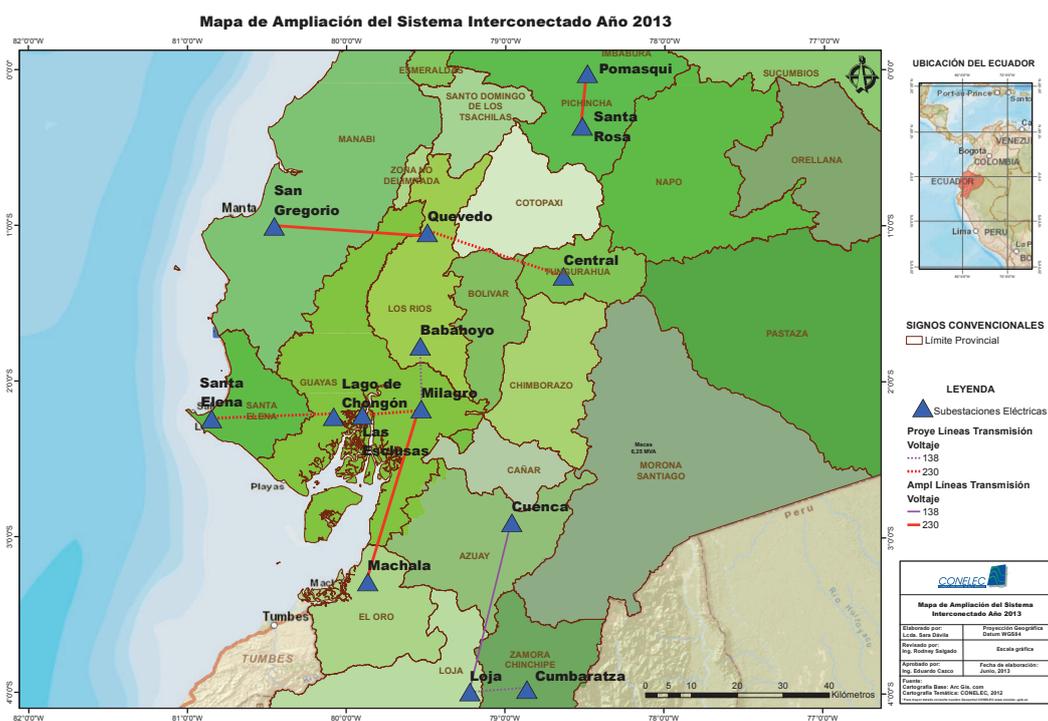


FIG. No. 3.17: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2013

3.3.2.3.1.1 *Proyectos para la Zona Norte*

3.3.2.3.1.1.1 Instalación del segundo transformador subestación Totoras 230/138 kV, 150 MVA

Cuando se encuentra indisponible por mantenimiento o por condiciones de despacho la central hidroeléctrica Pucará (70 MW), o una unidad de las centrales de Agoyán y San Francisco, se registran altos niveles de cargabilidad en el transformador 230/138 kV de 100 MVA de la subestación Totoras, superando incluso su capacidad nominal. Por tal motivo, se plantea la instalación de un transformador trifásico 230/138 kV de 90/120/150 MVA de capacidad.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.1.2 Subestación El Inga 230/138 kV

De acuerdo con la revisión de los estudios realizados por la Empresa Eléctrica Quito S.A., se estableció que el sistema de subtransmisión a nivel de 46 y 23 kV de esta empresa distribuidora se encuentra saturado, razón por la cual la empresa ha previsto la construcción de un nuevo sistema a nivel de 138 kV, con la finalidad de descargar al sistema de subtransmisión actual y cubrir el crecimiento de la demanda de la distribuidora.

Esto evidencia la necesidad de crear un nuevo punto de entrega desde el SNT en el sector de El Inga, con la puesta en operación de una subestación 230/138 kV y 180/240/300 MVA de capacidad, cuya alimentación desde el SNT será a través del seccionamiento de la línea Santa Rosa- Pomasqui II; y, permitirá cubrir la demanda de energía eléctrica del nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito y de las subestaciones Tababela, El Quinche, Baeza y Alangasí, ubicadas en el nororiente de la ciudad. Además, la subestación El Inga podrá ser el punto de conexión del proyecto de generación Quijos, de una capacidad de 50 MW.

Cabe indicar que se adquirió un terreno de alrededor de 17 ha que permitirá la implantación, en el mediano plazo, de un patio de 500 kV y transformación 500/230 kV asociado al proyecto de generación Coca Codo Sinclair de 1.500 MW de capacidad.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.1.3 Ampliación de la subestación Pomasqui

Instalación de un segundo transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, para atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país (EEQSA y EMELNORTE).

Debido a la falta de recursos para la ejecución de varios proyectos de expansión CELEC EP - TRANSELECTRIC ha visto la necesidad de priorizar y buscar fuentes de financiamiento externas para su ejecución. Por tal motivo, se ha reprogramado la entrada en operación de este nuevo equipamiento.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.1.4 Subestación Ambato 138/69 kV

Se requiere ampliar la capacidad de transformación de esta subestación, a fin de atender el crecimiento de la demanda de las Empresas Eléctricas Ambato y Cotopaxi. En vista de que el transformador de 138/69 kV, 33/44 MVA, actualmente instalado en la subestación Ambato cuenta con más de 35 años de operación; y, con el objeto de garantizar el abastecimiento de la demanda de la zona del centro del país, en el mediano y largo plazo, se ha previsto la instalación de un nuevo transformador 138/69 kV, 45/60/75 MVA, con sus respectivas bahías de alta y baja tensión, en remplazo del transformador actual.



Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.1.5 Ampliación de la subestación Santa Rosa 138 kV

De acuerdo con los análisis eléctricos efectuados se observa que ante la contingencia de la línea Pucará – Mulaló de 138 kV existe riesgo de Sobrecarga en las líneas Santa Rosa – Conocoto - Vicentina de 138 kV, además de bajos perfiles de voltaje en la subestación Mulaló, con el consecuente riesgo de corte de carga en esta zona. Por estas razones, se requiere seccionar la línea Mulaló – Vicentina de 138 kV, simple circuito, en la subestación Santa Rosa, mediante la instalación de dos bahías de línea de 138 kV, con lo cual se mejorarán las condiciones de confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica de la zona norte del S.N.I.

Una tercera bahía de línea de 138 kV se requiere en la subestación Santa Rosa para alimentar la nueva subestación Machachi 138/23 kV, 20/27/33 MVA, a ser construida por la Empresa Eléctrica Quito S.A., que brindará servicio al cantón Mejía y a una zona de la parroquia de Pastocalle del cantón Latacunga en el límite con la provincia de Pichincha. Esta subestación permitirá a su vez descongestionar el sistema de 46 kV de la empresa distribuidora, principalmente los transformadores 138/46 kV, 45/60/75 MVA de la subestación Santa Rosa.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.1.6 Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II

Con la finalidad de completar la configuración definitiva del sistema de transmisión asociado a la segunda interconexión con Colombia a nivel de 230 kV se requiere la construcción de otra línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui 230 kV doble circuito, de 67 km, en haz de conductores 2 x 750 ACAR. Se ha estimado conveniente que el recorrido de esta línea se lo realice por el sector oriental de la ciudad de Quito, lo que permitirá que se pueda disponer de un nuevo punto de alimentación a la Empresa Eléctrica Quito S.A en el sector de El Inga.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.1.7 Subestación Mulaló 138/69 kV

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área de concesión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi se ha programado la entrada en operación de un segundo autotransformador trifásico 138/69 kV, 40/53/66 MVA con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. La subestación Mulaló cuenta actualmente con una sola bahía de 69 kV, por lo que se requiere adquirir una adicional de transformador y la de transferencia para completar el esquema de barra principal y transferencia; e incluir dos bahías de línea de 69 kV para uso de la empresa distribuidora.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.2 *Proyectos para la Zona Noroccidental*

3.3.2.3.1.2.1 Subestación Santo Domingo 230/138 kV

Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda de Santo Domingo y Esmeraldas, cubriendo especialmente las necesidades de estas dos zonas del país cuando se encuentra fuera de operación la central térmica Esmeraldas.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del 2013.



3.3.2.3.1.2.2 Subestación Quinindé 138/69 kV

Debido al desarrollo agroindustrial que se ha presentado en la zona de Quinindé y la saturación del alimentador de 69 kV a través del cual se abastece desde la subestación Esmeraldas, es necesario contar con un nuevo punto de entrega de energía desde el SNT para esta zona de la provincia de Esmeraldas, a fin de mejorar la calidad del servicio y brindar la suficiente capacidad de energía para satisfacer la demanda que ha permanecido represada en los últimos años. Cabe indicar que esta nueva subestación permitirá descargar los transformadores de 138/69 kV de la subestación Esmeraldas.

La alimentación de esta nueva subestación se realizará a través del seccionamiento de uno de los circuitos de la línea Santo Domingo - Esmeraldas de 138 kV, aproximadamente a 84 km de Santo Domingo.

Es importante señalar que como parte de la adquisición del suministro de esta subestación, se ha previsto la compra de un transformador 138/69 kV de 100 MVA. Sin embargo, a fin de optimizar las inversiones del SNT, este transformador será instalado en la subestación Chone, en remplazo del transformador 138/69 kV de 60 MVA de capacidad, el cual a su vez será reubicado en la subestación Quinindé.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.2.3 Sistema de transmisión 230 kV Quevedo – San Gregorio, etapa II

CELEC EP - TRANSELECTRIC durante el primer semestre del 2010, para mejorar las condiciones de suministro en la provincia de Manabí, concluyó la construcción de la línea de transmisión Quevedo San Gregorio (Portoviejo) de 230 kV, doble circuito. Este sistema incluyó la ampliación de una bahía de línea de 230 kV en la subestación Quevedo y la construcción de la subestación San Gregorio 230/138 kV, 225 MVA.

A fin de minimizar los impactos sociales en la obtención de permisos y fajas de servidumbre a lo largo de la ruta de la línea, se tomó la decisión de realizar el montaje de los dos circuitos de esta línea de transmisión, que al momento están encuellados en sus extremos, razón por la cual se requiere complementar el equipamiento, con la finalidad de incrementar los niveles de confiabilidad de la línea de transmisión y del servicio a la provincia de Manabí.

- Subestación Quevedo, ampliación:
 - Una bahía de línea de 230 kV.
- Subestación San Gregorio, completar el esquema de barras de 230 kV:
 - Una bahía de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.2.4 Subestación Chone, ampliación de capacidad de transformación 138/69 kV

La ampliación de la capacidad de transformación en esta subestación permitirá satisfacer el crecimiento de los requerimientos energéticos de la zona norte de la provincia de Manabí, mediante la instalación de un autotransformador trifásico 138/69 kV, 60/80/100 MVA con ULTC, en remplazo del actual transformador de 60



MVA, el cual a su vez será reubicado en la nueva subestación Quinindé que está en construcción por CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.2.5 Subestación Santo Domingo, ampliación de capacidad de transformación 138/69 kV

Comprende la instalación de un autotransformador trifásico de 138/69 kV, 100/134/167 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, proyecto que permitirá atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santo Domingo.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.3 *Proyectos para la Zona Sur*

3.3.2.3.1.3.1 Modernización de la subestación Molino

Con la finalidad de mejorar las condiciones de disponibilidad de los equipos de protección, control y medición de la subestación Molino; y, dada la importancia de esta subestación para el Sistema Nacional Interconectado, ya que permite la evacuación de la producción de la central de generación de mayor capacidad del país, se ha planteado su modernización mediante el cambio de equipos de protección y medición, así como la actualización de su sistema de control.

Cabe indicar que la modernización de la subestación Molino se realizará de manera coordinada con CELEC EP - HIDROPAUTE, empresa que además ha previsto la modernización de los sistemas de control de las unidades de generación de la central Paute.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.3.2 Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja

Para mejorar los perfiles de voltaje en la subestación Loja se cuenta con la operación de un banco de capacitores de 12 MVAR a nivel de 69 kV. Este equipamiento constituye una solución parcial, por lo que para mejorar la calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en esta zona se requiere la construcción de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV, 135 km, montaje del segundo circuito.
- Subestación Cuenca, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación Loja, ampliación (completar esquema de barras de 138 kV):
 - Una bahía de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.3.3 Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza

De acuerdo con la revisión de los estudios de expansión del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Sur se observa que la línea Loja - Cumbaratza 138 kV de propiedad de CELEC EP - TRANSELECTRIC, que actualmente opera a 69 kV y a través de la cual se atiende a la provincia de Zamora Chinchipe (cantones: Zamora, Nambija, El Pangui, Gualaquiza, etc.), requiere cambiar su operación a su voltaje de diseño, ya que no es posible brindar un adecuado perfil de voltaje a pesar de la instalación de capacitores.

Con la finalidad de dar solución a la prohibición del Municipio de Loja de cruzar sobre el parque Jipiro de esa ciudad con la línea de transmisión de 138 kV hacia Cumbaratza, se ha previsto la construcción de un tramo de línea de 138 kV, doble circuito, desde el sector de Motupe (ubicado a 6 km al norte de la subestación Loja) hasta la zona de Yanacocha, sitio en el cual se efectuará la construcción de una subestación de seccionamiento de 138 kV y desde la cual se alimentará a la provincia de Zamora Chinchipe.

Por lo expuesto, se requiere la puesta en operación de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km, 750 ACAR.
- Subestación Yanacocha:
 - Tres bahías de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Subestación Cumbaratza:
 - Un transformador trifásico de 138/69 kV, 20/27/33 MVA,
 - Una bahía de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV,
 - Dos bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.3.4 Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, etapa II

Debido al traslado de las unidades de generación ubicadas en la central Pascuales II hacia la central Termogas Machala es indispensable fortalecer el sistema de transmisión de esta zona, adicionalmente para el 2013 está previsto instalar una tercera unidad de 65 MW y una turbina de vapor de 100 MW para completar un ciclo combinado. Por tal motivo, es necesaria la instalación del segundo circuito entre Machala y Milagro a 230 kV, con una longitud de 134 km.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2013.



3.3.2.3.1.3.5 Subestación Babahoyo 138/69 kV

Para garantizar el abastecimiento de la demanda de la zona sur de la provincia de Los Ríos, especialmente en los casos en que no se cuente con la generación de la central hidroeléctrica Sibimbe, se encuentra en construcción una nueva subestación en la zona de Babahoyo.

La subestación Babahoyo 138/69 kV, de 66 MVA de capacidad, cuenta con una sola bahía, tanto a nivel de 138 kV como de 69 kV, y está construida en terrenos de propiedad de CNEL EP - Los Ríos junto a la subestación Chorrera de esta empresa distribuidora. Los terrenos en los que se encuentra ubicada la subestación son propensos a inundaciones y en años recientes existió un alto riesgo de salir de servicio por esta causa. CELEC EP -TRANSELECTRIC decidió realizar la construcción de una nueva subestación en un sector cercano a la ex central de Generación Centro Industrial, en la cual se realizará la instalación de un transformador trifásico 138/69 kV, 40/53/67 MVA, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Subestación Babahoyo 138/69 kV:
 - Un transformador trifásico 138/69 kV, 40/53/67 MVA,
 - Una bahía de línea de 138 kV,
 - Dos bahías de transformador de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV,
 - Una bahía de línea de 69 kV (una está actualmente operativa),
 - Dos bahías de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.

Una vez que se concluya con la construcción de la nueva subestación se procederá con la reubicación del transformador 138/69 kV de 67 MVA, el mismo que actualmente está en operación junto a la subestación Chorrera, así como la bahía de línea de 69 kV mediante la cual al momento abastece la demanda de la distribuidora.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.3.6 Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo

Considerando el cambio del uso del suelo de los terrenos recorridos por la línea de transmisión Milagro - Babahoyo de 138 kV, dado que se han reemplazado los cultivos de arroz y potreros por caña de azúcar, cacao y bananeras, así como por el crecimiento poblacional, acompañado de viviendas y carreteras de primer y segundo orden, en muchos sectores se han eliminado las distancias de seguridad a esta línea, lo cual constituye la causa principal del incremento de fallas en la misma.

Por lo tanto, se realizaron análisis técnicos y económicos para determinar la mejor solución al problema de la altura de las fases a tierra, a fin de minimizar las fallas en esta línea de transmisión.

El diseño original de esta línea fue para un nivel de voltaje de 69 kV, motivo por el cual fue construida con postes de hormigón; y en 32 sitios, con estructuras tipo H haciendo la función de suspensión, los que para incrementar la altura de amarre, que es de apenas 8,5 m, deben reemplazarse por nuevas estructuras.



Al momento está en proceso la ejecución del cambio de algunas estructuras tipo H.

Adicionalmente, debido a las condiciones ambientales de la zona, que presentan un alto grado de contaminación y salinidad, y al tiempo de operación de esta línea de transmisión su conductor se encuentra en mal estado, motivo por el cual como parte de la expansión del SNT se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión doble circuito hacia la zona de Babahoyo, aislada a 230 kV, inicialmente operará a 138 kV.

La obra contemplada en este sistema de transmisión es la siguiente:

- Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 230 kV, doble circuito, 47 km (se energiza a 138 kV).
 - Subestación Milagro, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.
 - Subestación Babahoyo, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.4 *Proyectos para la Zona Suroccidental*

3.3.2.3.1.4.1 Subestación Dos Cerritos 69 kV

La instalación de dos bancos de 12 MVAR a nivel de 69 kV permitirá cumplir con la regulación vigente, esto es, con adecuados perfiles de voltaje en las barras del SNT ante el alto crecimiento de la demanda en la Zona Suroccidental.

Al momento se cuenta con el equipamiento necesario y están en ejecución las obras civiles.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.4.1 Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas

Con la finalidad de brindar servicio al principal centro de carga del país, en las mejores condiciones técnicas y económicas, la generación producida por los proyectos hidroeléctricos Paute y Mazar y aquella que pueda desarrollarse en la zona de Machala (proyectos Minas - San Francisco y La Unión), se ha definido como mejor opción la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Milagro y Las Esclusas.

Este sistema de transmisión permitirá que el S.N.I. tenga capacidad de superar contingencias en cualquiera de las líneas de transmisión Milagro - Pascuales y Milagro - Dos Cerritos - Pascuales, eliminándose cualquier posible sobrecarga en estos enlaces.

La ejecución de este proyecto contempla las siguientes obras:

- Subestación Las Esclusas, 230/138 kV:
 - Un transformador trifásico de 230/138 kV, 135/180/225 MVA,
 - Cuatro bahías de línea de 230 kV,



- Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Dos bahías de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV, 54 km, doble circuito, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR.
 - Subestación Milagro:
 - Ampliación de dos bahías de línea de 230 kV.

Al momento está en proceso la construcción de las obras civiles y el montaje electromecánico de la subestación Las Esclusas, desde la misma se alimentará a la subestación Caraguay, se conectarán las barcazas de generación ubicadas en el río Guayas y se interconectará la línea Milagro – Las Esclusas, formando un anillo de 230 kV alrededor de la ciudad de Guayaquil.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.4.3 Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena

La mejor alternativa para la expansión del sistema de transmisión hacia Santa Elena es mediante la construcción de una línea de transmisión desde una subestación de seccionamiento ubicada cerca al embalse Chongón de CEDEGE, a la altura del sitio donde se deriva la línea Pascuales - Posorja hacia Electroquil. Este sistema permitirá dar mayor seguridad y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica a la Península de Santa Elena, con mejores perfiles de tensión.

Es importante señalar que debido a la dificultad en la obtención de los derechos de paso para la imposición de fajas de servidumbre que actualmente ha evidenciado CELEC EP – TRANSELECTRIC, situación que será más crítica en el futuro, se ha previsto la construcción de la línea de transmisión aislada a 230 kV, para ser operada a 138 kV.

El equipamiento requerido es el siguiente:

- Subestación Santa Elena, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación de seccionamiento Lago de Chongón:
 - Seis bahías de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, de 81 km de longitud, diseñada para 230 kV, que operará inicialmente a 138 kV con un solo circuito.

Al momento se cuenta con el equipamiento para las subestaciones Santa Elena y Lago de Chongón. Sin embargo, debido a que CELEC EP instaló generación termoeléctrica con una capacidad de 130 MW en Santa Elena, esta obra ha sido reprogramada para el tercer trimestre del 2013.

Adicionalmente, en virtud del crecimiento poblacional que se identifica en los alrededores del sitio de la subestación Nueva Prosperina y a lo largo de la vía a la costa, a futuro se podría implementar transformación en la subestación Lago de Chongón para el suministro de energía a esa zona de Guayaquil.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.4.4 Subestación Posorja, ampliación 138/69 kV

Conforme con la evolución de la demanda de esta zona, es necesario incrementar la capacidad de transformación en esta subestación mediante la instalación de un segundo transformador trifásico, para lo cual se requiere además completar el esquema de barra principal y transferencia a nivel de 138 kV.

- Un transformador trifásico de 138/69 kV, 20/27/33 MVA,
- Dos bahías de transformador de 138 kV (para completar el esquema de barras),
- Una bahía de transferencia de 138 kV,
- Una bahía de transformador de 69 kV,
- Una bahía de transferencia de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.5 *Proyectos Globales*

En el 2007 el CONELEC aprobó a TRANSELECTRIC un plan para la adquisición de equipos de reserva para instalaciones de transformación en operación en el sistema de transmisión. Sin embargo, debido a la falta de recursos económicos para la ejecución de varios proyectos de expansión CELEC EP - TRANSELECTRIC ha debido reprogramar la entrada en operación del equipamiento indicado a continuación:

3.3.2.3.1.5.1 Bahías de emergencia a 230 kV, 138 kV y 69 kV

Con la finalidad de facilitar la conexión de la nueva generación que requiera el país en forma emergente, tal como ocurrió en años pasados y en el periodo de estiaje octubre 2009 – marzo 2010, está en proceso la adquisición de un stock de bahías a nivel de 230, 138 y 69 kV que permitirán reducir los tiempos de ingreso de dicha generación. Adicionalmente este equipo servirá para cubrir eventuales emergencias en el SNT.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.5.2 Bahías de emergencia y/o de reserva del SNT

Para facilitar la conexión de nueva generación que pudiera requerir el país en forma emergente, es necesario contar con un stock de bahías de 138 y 69 kV que permitan reducir los tiempos de ingreso a operación. Estos equipos adicionalmente servirán para cubrir eventuales emergencias en el SNT y/o retrasos de suministro que puedan postergar la fecha de entrada en operación de algunos proyectos, con los consiguientes sobrecostos operativos para el sistema eléctrico.



Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.1.5.3 Sistema de transmisión 230 kV Central - Quevedo.

Con la puesta en servicio de los proyectos de generación hidroeléctrica en la zona Norte del S.N.I., tales como Toachi – Pilatón (253 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW), previstos para inicios de los años 2015 y 2016, respectivamente, se produce, en condiciones de contingencia de un circuito de la línea de transmisión Santo Domingo - Toachi Pilatón, la saturación del segundo circuito, razón por la cual se requiere reforzar el anillo de 230 kV del SNT.

La mejor alternativa para superar esta restricción operativa, que además permite reducir los costos de operación del S.N.I., debido a una reducción importante de pérdidas de potencia en el sistema, es la construcción del sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo, el cual brindará adicionalmente mayor seguridad y confiabilidad al S.N.I. ante diferentes contingencias de la red de 230 kV.

La subestación Central ha sido resultado de los estudios técnico económicos realizados para optimizar el sistema de transmisión de 500 kV, que estableció la construcción de la línea de transmisión de 500 kV El Inga – Central - Daule, que inicialmente operará a 230 kV.

El sitio para la construcción de la subestación Central, sigue en análisis, estimándose que la misma estará ubicada entre los sectores de Tisaleo y Urbina.

El equipamiento contemplado en este sistema de transmisión es el siguiente:

- Línea de transmisión Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km.
- Subestación Central:
 - Seis bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- Subestación Quevedo, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.

Para la interconexión de la subestación Central al SNT se ha previsto realizar el seccionamiento de los dos circuitos de la línea de 230 kV Molino – Riobamba - Totoras, para lo cual se requiere la construcción de dos tramos de línea de 230 kV doble circuito de 5 km de longitud cada uno.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2013.

3.3.2.3.2 Año 2014



TABLA No. 3.21: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2014

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2014	Varias subestaciones del S.N.I.: Instalación de compensación capacitiva.	Control de voltaje en el SNT.	Global
1er. trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo: Subestación Esmeraldas 230/138 kV, 167 MVA. Línea de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, 230 kV, doble circuito, 155 km.	Conexión Proyecto Termoeléctrico Esmeraldas II con el S.N.I.	Transmisión asociada a generación
2do. trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta: Subestación San Juan de Manta 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión San Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV, doble circuito, 35 km.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de Manta.	Noroccidental
2do. trimestre 2014	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA.	Atender crecimiento de la demanda en la zona de concesión de CNEL EP - Milagro.	Sur
3er. trimestre 2014	Subestación Taday 230 kV Ampliación subestación Milagro. Línea de transmisión Taday – Milagro, 230 kV, doble circuito, 140 km.	Refuerzo del sistema de transmisión 230 kV Molino – Pascuales, ante entrada en operación de la central hidroeléctrica Sopladora.	Sur
4to. trimestre 2014	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la EEQSA y EMELNORTE en la Zona Norte del S.N.I.	Norte
4to. trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos: Línea de transmisión Coca Codo Sinclair – Sucumbíos 230 kV doble circuito 105 km. Subestación Sucumbíos 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Sucumbíos, y de instalaciones de Ex Petroproducción en la zona.	Nororiental
4to. trimestre 2014	Subestación Yanacocha: Transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.	Sur
4to. trimestre 2014	Subestación Las Esclusas: Transformador 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona sur de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
4to. trimestre 2014	Subestación Nueva Prosperina: Transformador 230/69 kV, 225 MVA.	Equipo de reserva para casos de contingencias en el sistema de transmisión.	Global
4to. trimestre 2014	Subestación El Inga: Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Equipo de reserva para casos de contingencias en el sistema de transmisión.	Global
4to. trimestre 2014	Subestaciones móviles: Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA. Subestación móvil 138/22/13,8 kV, 33 MVA.	Equipo de reserva para casos de mantenimientos o emergencia en el sistema de transmisión.	Global
4to. trimestre 2014	Sistema de transmisión 500 kV: Líneas de transmisión 500 kV, dos circuitos independientes 125 km El Inga – Coca Codo Sinclair. Línea de transmisión El Inga – Central 500 kV, un circuito 120 km. Subestación Central 230 kV.	Evacuar la generación de Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair al S.N.I. Operación inicial a 230 kV.	Sistema de transmisión 500 kV
4to. trimestre 2014	Subestación Cuenca: Posición 69 kV para E.E. Azogues.	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Azogues.	Sur

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

La figura No. 3.18 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el 2014.

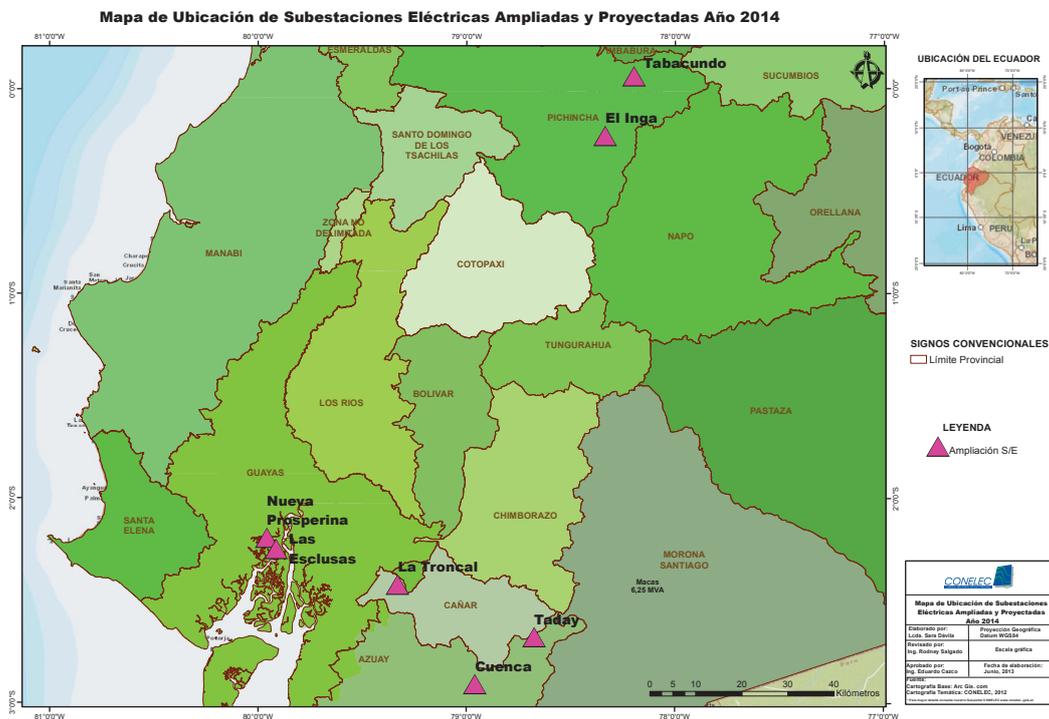


FIG. No. 3.18: AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES, AÑO 2014

La figura No. 3.19 muestra la ampliación del SNT proyectada para el 2014.

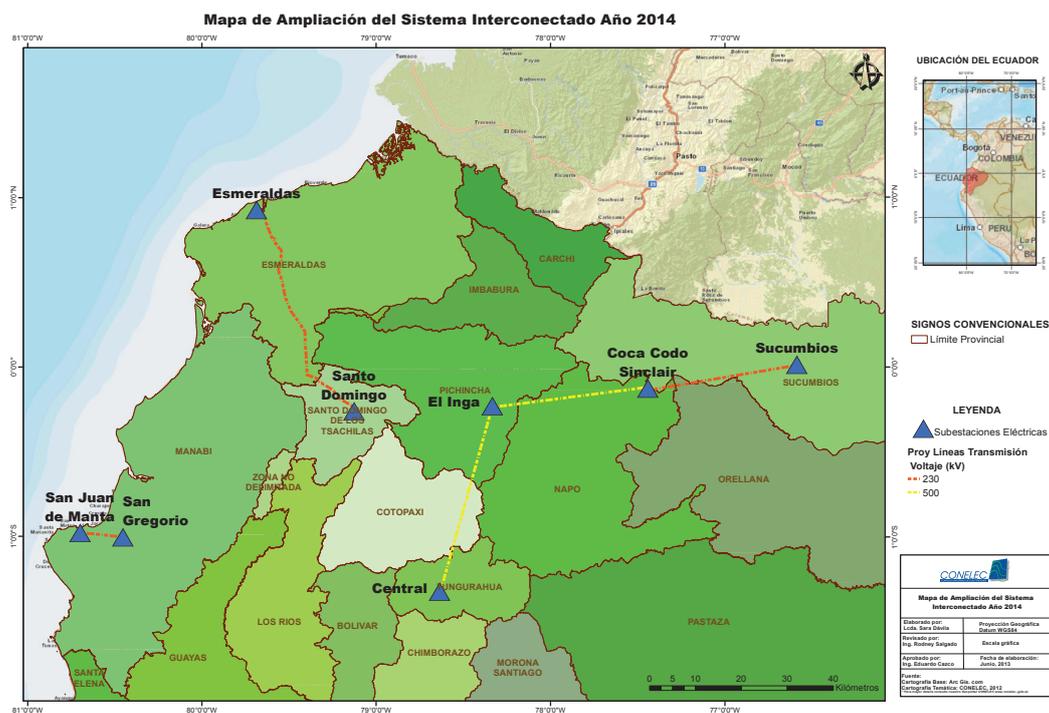


FIG. No. 3.19: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2014

3.3.2.3.2.1 *Proyectos para la Zona Norte*

3.3.2.3.2.1.1 Subestación Tabacundo 230/138 kV

Ante la necesidad de la Empresa Eléctrica Quito, de construir la subestación San Antonio 138/23 kV, 33 MVA, para abastecer la demanda de la nueva zona industrial definida por el Distrito Metropolitano de Quito, seccionando un circuito de la línea Pomasqui – Ibarra de 138 kV, y con el objeto que esta instalación no cause problemas al sistema de EMELNORTE, especialmente en caso de contingencias, se ha determinado, de manera preliminar, la importancia de la construcción de una subestación 230/138 kV en las cercanías de Tabacundo.

La alimentación de la subestación Tabacundo se realizará mediante el seccionamiento de un circuito de la línea de la interconexión Pomasqui – Jamondino de 230 kV, mientras que la barra de 138 kV permitirá seccionar los dos circuitos de la línea Pomasqui – Ibarra, con lo cual se reforzará a su vez en el mediano y largo plazo el sistema de EMELNORTE, en virtud de que se contará con un nuevo punto de alimentación en 230 kV para la Zona Norte del S.N.I.

Las obras contempladas en este proyecto son las siguientes:

- Subestación Tabacundo 230/138 kV:
 - Transformador trifásico, 230/138 kV, 167 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Dos bahías de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Tramo de línea de 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR, 10 km de longitud.
- Tramo de línea de 138 kV, doble circuito, 750 ACAR, 11 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.2 *Proyectos para la Zona Nororiental*

3.3.2.3.2.2.1 Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos

De acuerdo con los estudios realizados se determinó que la mejor alternativa para atender el crecimiento de la demanda futura de CNEL EP - Sucumbíos, así como la carga de Ex Petroproducción, es mediante la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre Quito (subestación El Inga) y Nueva Loja o Jivino, así como la implementación de una subestación de 230/69 kV en esta zona.

Por otro lado, para el 2016 se tiene previsto la incorporación al S.N.I. de la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, con una capacidad de 1.500 MW, generación que obliga a reformular el esquema planteado anteriormente por una alternativa que permita el desarrollo integral del sistema de transmisión entre El Inga, Coca Codo Sinclair y Sucumbíos.



Debido a la necesidad de atender en el menor tiempo posible a la carga de Petroecuador EP y de la Zona Nororiental se ha establecido anticipar la implementación de las dos líneas de 500 kV que se deben construir como parte de ese proyecto de generación, para que con su operación temporal a 230 kV viabilicen la conexión del sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos, requiriéndose para ello implementar las siguientes obras:

- Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Sucumbíos (Jivino), 230 kV, doble circuito, 105 km, conductor ACAR 1200.
- Subestación Sucumbíos (Jivino):
 - Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Tres bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV,
 - Un reactor de barra 30 MVAR, 230 kV, con interruptor.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.3 *Proyectos para la Zona Noroccidental*

3.3.2.3.2.3.1 Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio – San Juan de Manta

La existencia de grandes consumidores que actualmente se autoabastecen, el alto crecimiento inmobiliario de la zona de Manta, la operación del puerto marítimo y su impacto en el desarrollo de esta ciudad manabita, provocan que el transformador de 100 MVA, 138/69 kV, que está en proceso de instalación en la subestación Montecristi ingrese con niveles de carga elevados, que saturará este equipamiento en el corto plazo. Esta condición operativa se deriva del retraso de la implementación de esta subestación, la misma que en principio era responsabilidad de CNEL EP -Manabí, empresa que tenía previsto instalarlo en el sector del aeropuerto de Manta.

Sobre esta base y de acuerdo con los análisis realizados, se determinó que es necesaria la implementación de un nuevo sistema de transmisión que satisfaga los requerimientos energéticos de esta zona del país, por lo que se ha programado la construcción de una subestación de 230/69 kV en el sector de San Juan de Manta, la misma que será alimentada desde la subestación San Gregorio de Portoviejo mediante una línea de transmisión de 230 kV.

Adicionalmente esta subestación podría permitir la conexión de la Refinería del Pacífico, proyecto que está previsto ser desarrollado en el sector de El Aromo, a una distancia aproximada de 10 km de la subestación San Juan, la cual incluiría la instalación de generación termoeléctrica económica, que utilizará los residuos del proceso de refinación, generación que sería inyectada al S.N.I. a través de este sistema de transmisión propuesto.

Las obras contempladas en este proyecto son las siguientes:

- Línea de transmisión San Gregorio – San Juan de Manta 230 kV doble circuito, 35 km.



- Subestación San Juan de Manta:
 - Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Cuatro bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.

- Subestación San Gregorio, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.4 *Proyectos para la Zona Sur*

3.3.2.3.2.4.1 Subestación La Troncal, 230/69 kV

CELEC EP - TRANSELECTRIC y CNEL EP - Milagro, de manera conjunta, realizaron los estudios técnico económicos de alternativas de abastecimiento al área de influencia de la distribuidora, determinándose, como la mejor alternativa, la construcción de una nueva subestación 230/69 kV de 167 MVA de capacidad en el sector de La Troncal, para lo cual se requiere seccionar uno de los circuitos de la línea Zhoray - Milagro de 230 kV, requiriéndose el siguiente equipamiento:

- Un transformador trifásico 230/69 kV, 167 MVA,
- Dos bahías de línea de 230 kV,
- Una bahía de transformador de 230 kV,
- Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
- Tres bahías de línea de 69 kV,
- Una bahía de transformador de 69 kV,
- Una bahía de transferencia de 69 kV.

Debe señalarse que esta obra sustituye la ampliación de capacidad de transformación de la subestación Milagro mediante la instalación de un segundo transformador 230/69 kV de 167 MVA de capacidad, propuesta en versiones anteriores del plan de expansión.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del 2014.



3.3.2.3.2.4.2 Subestación Yanacocha 138/69 kV

Debido al crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur se determinó la instalación de un segundo transformador 138/69 kV, 40/53/67 MVA en la subestación Loja. Sin embargo, con el objeto de optimizar la operación del sistema de subtransmisión de la distribuidora, se ha considerado conveniente la instalación de este transformador en la subestación Yanacocha, con sus respectivas bahías y con tres bahías de línea y una bahía de transferencia de la barra de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.5 *Proyectos para la Zona Suroccidental*

3.3.2.3.2.5.1 Subestación Las Esclusas, ampliación 230/69 kV

Ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Trinitaria se ha previsto la ampliación de la subestación Las Esclusas, a fin de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del sur de Guayaquil, para lo cual se ha programado la ejecución de las siguientes obras:

- Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA,
- Una bahía de transformador de 230 kV,
- Tres bahías de línea de 69 kV,
- Una bahía de transformador de 69 kV,
- Una bahía de transferencia de 69 kV.

Esta obra permitirá que la subestación Caraguay libere recursos de transformación, los que se utilizarían para atender mayores requerimientos de la carga del centro de la ciudad de Guayaquil.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.6 *Proyectos globales*

Debido a la falta de recursos económicos para la ejecución de varios proyectos de expansión en años anteriores, CELEC EP - TRANSELECTRIC ha debido reprogramar la entrada en operación del equipamiento indicado a continuación:

3.3.2.3.2.6.1 Subestación Nueva Prosperina

Instalación de un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.6.2 Subestación El Inga

Instalación de un transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2014.



3.3.2.3.2.6.3 Subestaciones móviles

Se ha previsto la adquisición de dos subestaciones móviles de distinto nivel de tensión, como reserva para casos de mantenimiento de los transformadores del SNT o para cuando se produzca alguna emergencia de los mismos, especialmente en las subestaciones Santa Rosa, Vicentina, Gualaceo, Limón, Méndez y Macas.

Las subestaciones a ser adquiridas son las siguientes:

- Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA,
- Subestación móvil doble tap 138/22 y 138/13,8 kV, 33 MVA.

Fecha de ingreso en operación: Cuarto trimestre del 2014.

3.3.2.3.2.7 *Proyectos requeridos por la Expansión de la Generación*

Las fechas de ingreso en operación de los sistemas de transmisión que se señalan a continuación están asociadas a la puesta en servicio de los proyectos de generación correspondientes.

3.3.2.3.2.7.1 Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Santo Domingo

CELEC EP ampliará la capacidad de la central térmica Esmeraldas, instalando 96 MW adicionales generados a partir de residuo de petróleo. Esta generación permitirá cubrir el crecimiento de la demanda del país, especialmente en el periodo previo al ingreso de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica que está desarrollando el gobierno nacional.

Para evacuar esta generación al S.N.I. se requiere un sistema de transmisión que lo permita, y de acuerdo con los análisis efectuados por CELEC EP – TRANSELECTRIC la mejor alternativa es la implementación de un sistema de transmisión de 230 kV entre las subestaciones de Santo Domingo y Esmeraldas.

Las obras consideradas en este proyecto son las siguientes:

- Línea de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo 230 kV, doble circuito, 155 km.
- Subestación Esmeraldas:
 - Un banco de autotransformadores monofásicos 138/230 kV, 4 x 33/44/55 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Dos bahías de línea de 230 kV (generación),
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV.
- Subestación Santo Domingo, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del 2014.



3.3.2.3.3 Año 2015

TABLA No. 3.22: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2015

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2015	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday – Milagro: Línea de transmisión Sopladora – Taday 230 kV, doble circuito, 35 km.	Evacuar al S.N.I. la generación del proyecto hidroeléctrico Sopladora.	Transmisión asociada a generación
1er. trimestre 2015	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga – Central – Daule: Línea de transmisión Central – Daule, 500 kV, un circuito, 180 km. Líneas de transmisión 230 kV doble circuito, 3 tramos de 10 km Daule – Punto de seccionamiento líneas de transmisión 230 kV; subestación El Inga 500/230 kV, 3 x 600 MVA; subestación Coca Codo Sinclair 500/230 kV, 375 MVA. Subestación Daule 230 kV.	Evacuar la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia el S.N.I. Línea de transmisión Central – Daule, inicialmente operará a 230 kV. Creación de un corredor energético para integrar los países de la Región Andina.	Sistema de transmisión 500 kV

Fuente: CELEC EP

La figura No. 3.20 muestra la ampliación del SNT proyectado para el 2015.

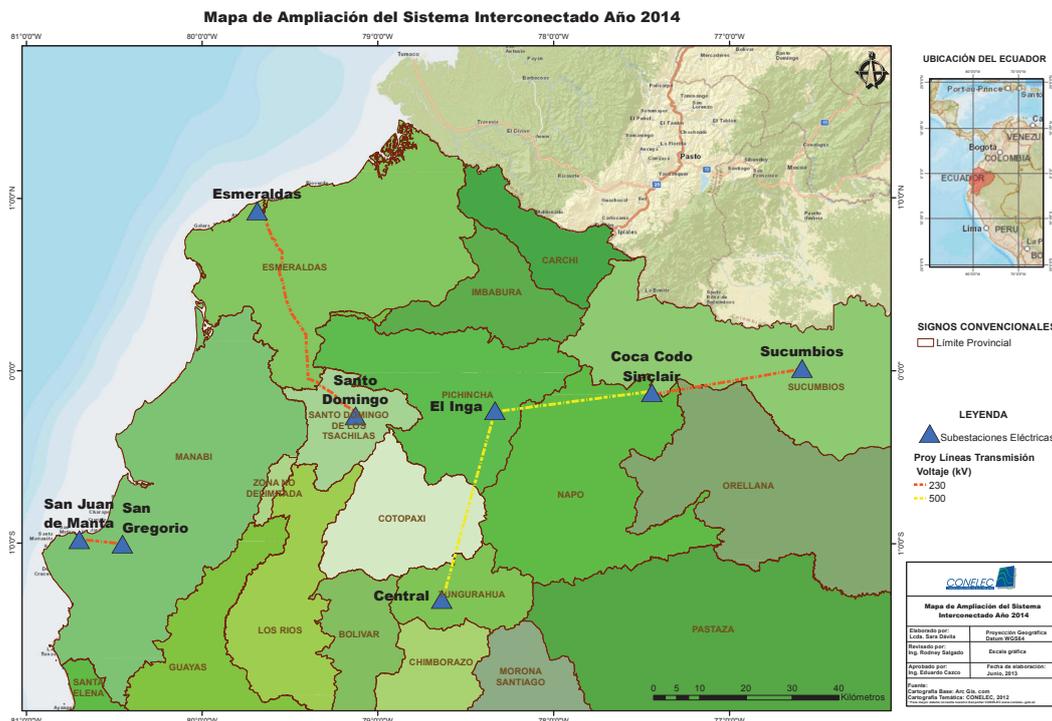


FIG. No. 3.20: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2015

3.3.2.3.3.1 Proyectos requeridos por la Expansión de la Generación

Las fechas de ingreso en operación de los sistemas de transmisión que se señalan a continuación están asociadas a la puesta en servicio de los proyectos de generación correspondientes.

3.3.2.3.3.1.1 Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro

De acuerdo con lo establecido en el Plan de Generación vigente, para mediados del 2015 ingresará en operación el proyecto hidroeléctrico Sopladora, motivo por el cual es necesario construir el sistema de transmisión asociado que permita evacuar esta generación al S.N.I. Con estos antecedentes se ha planteado la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre este proyecto y la subestación Taday.

Adicionalmente, conforme los resultados de los estudios eléctricos realizados, con la finalidad de cumplir con el criterio de seguridad estática del sistema, es necesario reforzar el corredor de 230 kV Molino - Pascuales, de manera que en caso de contingencia de un circuito de cualquiera de las líneas de transmisión que partan desde la subestación Molino con dirección hacia Milagro y Guayaquil no se produzcan Sobrecarga en sus respectivos segundos circuitos, lo cual requiere la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Taday y Milagro.

Las obras contempladas en este sistema son las siguientes:

- Línea de transmisión Sopladora – Taday 230 kV, doble circuito, 35 km, conductor 2 x 750 ACAR.
- Línea de transmisión Milagro – Taday 230 kV, doble circuito, 140 km, conductor 2 x 750 ACAR.
- Subestación Taday, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.
- Subestación Milagro, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del 2015.

3.3.2.3.3.1.2 Sistema de transmisión de 500 kV

El mapa energético ecuatoriano se está modificando debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica, lo que implica que en años futuros se reducirá a un mínimo el despacho de generación termoeléctrica, principalmente en la ciudad de Guayaquil, lo que implicará una mayor exigencia para el sistema troncal de transmisión que atiende a esta zona.

En concordancia con estas circunstancias, el Gobierno Nacional está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica, tales como Coca Codo Sinclair (1500 MW), el cual ha sido reprogramado para el 2016. Igualmente, CELEC EP - HIDROPAUTE está ejecutando el proyecto hidroeléctrico Sopladora (487 MW), ubicado aguas abajo de la central Molino y previsto para el 2015.

Para evacuar esas altas potencias hacia el S.N.I. se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, como el de 500 kV que el CONELEC aprobó en el Plan de Expansión de Transmisión periodo 2007-2016 sobre la base de estudios preliminares realizados por CELEC EP – TRANSELECTRIC.

En dicho plan se aprobó para el 2015, la implementación de un sistema de transmisión a 500 kV que uniera los centros de carga de Quito y Guayaquil, con subestaciones ubicadas cerca de estas ciudades, que en principio se estimó podrían ubicarse en El Inga (Pifo) y en Yaguachi, respectivamente, subestaciones que se interconectarían mediante una línea de transmisión de 500 kV, 300 km de longitud, 1 circuito, conductor 4 x 750 ACAR, cuyo recorrido sería Quito (El Inga) – Ambato – Guaranda – Babahoyo – Guayaquil (Yaguachi).

Con la finalidad de establecer la configuración definitiva del sistema de transmisión de 500 kV más adecuado, que permitiera optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles para el país en el mediano y largo plazo,



CELEC EP - TRANSELECTRIC contrató en diciembre de 2010, con el Consorcio ECU500kV, conformado por las empresas CESI de Italia y EFFICACITAS de Ecuador, la ejecución de un estudio específico.

Según este estudio la mejor alternativa para evacuar la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia el S.N.I. requiere la implementación de dos líneas de 500 kV entre las subestaciones de El Inga, ubicada en el suroriente de la ciudad de Quito, y Coca Codo Sinclair; y la ampliación de la capacidad de transformación de la subestación El Inga con 3 bancos de autotransformadores 500/230 kV de 600 MVA de capacidad cada uno. Con estas obras, la mayor parte de la producción de la central Coca Codo Sinclair se utilizaría en la zona norte del S.N.I.

De acuerdo con los estudios técnico económicos y considerando que se requiere contar con un refuerzo en la zona norte del S.N.I., se determinó que es necesaria la construcción de un enlace diseñado a 500 kV entre Quito (El Inga) y Guayaquil (Daule), con una subestación intermedia en la zona del centro del país (subestación Central). Este enlace de transmisión se enmarca en la directriz política establecida por el Gobierno Nacional en conjunto con los países vecinos, que impulsa la creación de un corredor energético para integrar en el mediano plazo a los países de la Región Andina.

Cabe indicar que la operación de este enlace se realizaría inicialmente a 230 kV, razón por la cual solamente se requiere la implementación de los patios de 230 kV en las subestaciones Daule y Central. La operación de la línea El Inga – Central - Daule se realizará a nivel de 500 kV cuando se desarrollen más proyectos de generación en la cuenca del río Guayllabamba o se concrete la integración del corredor energético de 500 kV de la Región Andina.

En los estudios antes referidos, relativos al sistema de transmisión de 500 kV se analizó el desarrollo del corredor sur comprendido entre las zonas de Molino y Guayaquil, relacionado con la evacuación de la producción de los proyectos hidroeléctricos de generación de la cuenca Mazar-Paute, tales como Sopladora y Cardenillo, con un aporte de 1.000 MW aproximadamente, más el aporte del proyecto hidroeléctrico Delsi Tanisagua (116 MW).

Como resultado de los citados estudios se estableció que asociado a la incorporación del proyecto de generación Sopladora se requiere la construcción de un enlace de 230 kV, doble circuito, entre las subestaciones Taday y Milagro. Se concluyó que desde el punto de vista técnico económico, esta opción presenta mayores beneficios que la alternativa de construir una línea de transmisión aislada a 500 kV.

CELEC EP – TRANSELECTRIC ha realizado ya varias gestiones a fin de ubicar un sitio para la construcción de la subestación de 500/230 kV en la zona de Guayaquil, identificado como más viable el sector de Chorrillo, cercano a la población de Daule, en lugar de Los Lojas o Yaguachi, por cuanto presenta mayores facilidades para el ingreso y salida de líneas de 230 y 500 kV, además de no encontrarse en zona inundable. El sector de Chorrillo (Daule) está ubicado a unos 7 km al noroeste de la subestación Pascuales.

De manera similar se realizaron estudios de campo para identificar el sitio más adecuado para la construcción de la subestación asociada al proyecto Sopladora, a fin de permitir en el futuro la conexión del proyecto de generación Cardenillo, estableciéndose que ésta podría estar ubicada en la zona de Taday, localizada a unos 30 km al oeste de la subestación Molino, sector por el cual cruzan las líneas de transmisión de 230 kV Molino – Pascuales, Zhoray - Milagro y Molino – Totoras - Riobamba.

Al momento se están realizando estudios de campo para ubicar el mejor sitio para la construcción de la subestación Central, la que se ubicaría entre los sectores de Tisaleo y Urbina.

Es importante señalar que las subestaciones Central y Taday se integrarán al SNT mediante el seccionamiento de los dos circuitos de la línea de 230 kV Molino - Riobamba - Totoras.

Sobre la base de lo expuesto, el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga - Central - Daule está compuesto por las siguientes obras:

- Líneas de transmisión:
 - Línea de transmisión 500 kV El Inga – Coca Codo Sinclair, 125 km, dos líneas independientes de un circuito cada una, conductor 4 x 1100 ACAR.
 - Línea de transmisión El Inga – Central, construida a 500 kV y energizada a 230 kV, 120 km, un circuito, conductor 4 x 750 ACAR.
 - Línea de transmisión Central – Daule, construida a 500 kV y energizada a 230 kV, 180 km, un circuito, conductor 4 x 750 ACAR.
 - Tres tramos de línea de 230 kV (10 km, doble circuito, conductor 1200 ACAR) Daule – Punto de seccionamiento de las líneas:
 - Molino - Pascuales (2 circuitos),
 - Quevedo - Pascuales (2 circuitos),
 - Trinitaria – Pascuales.
- Subestaciones:
 - Subestación El Inga, 500/230 kV:
 - Tres bancos de transformadores monofásicos 500/230 kV, 600 MVA,
 - Un transformador monofásico 500/230 kV, 200 MVA (reserva),
 - Dos bahías de línea de 500 kV,
 - Tres bahías de transformador de 500 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 500 kV,
 - Dos bahías para reactor de línea de 500 kV con reactor de neutro, sin interruptor,
 - Dos bancos de reactores de línea de 500 kV, 30 MVAR, con reactor de neutro (72,5 kV; 0,3 MVAR),
 - Un reactor de línea de 500 kV; 10 MVAR (reserva),
 - Un reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR (reserva),
 - Módulo común de 500 kV (protecciones, servicios auxiliares, control, etc.),
 - Tres bahías de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de línea de 230 kV.
 - Subestación Central, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.
 - Subestación Daule 230 kV:



- Diez bahías de línea de 230 kV,
- Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Adicionalmente, como parte del sistema de transmisión de 500 kV se ha contemplado la construcción de la subestación Coca Codo Sinclair de 500/230 kV, con un banco de autotransformadores de 375 MVA de capacidad, la cual se enlazará con el sistema de transmisión de 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos para abastecer la demanda de energía eléctrica de la zona nororiental del país.

Esta subestación comprende el siguiente equipamiento:

- Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 kV:
 - Un banco de transformadores monofásicos 500/230 kV, 375 MVA,
 - Un transformador monofásico 500/230 kV, 125 MVA (reserva),
 - Cuatro bahías de línea de 500 kV,
 - Una bahía de transformador de 500 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 500 kV,
 - Dos bahías para reactor de línea de 500 kV con reactor de neutro, sin interruptor,
 - Dos bancos de reactores de línea de 500 kV, 30 MVAR, con reactor de neutro (72,5 kV; 0,3 MVAR),
 - Un reactor de línea de 500 kV; 10 MVAR (reserva),
 - Un reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR, (reserva),
 - Módulo común de 500 kV (protecciones, servicios auxiliares, control, etc.),
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Para el cuarto trimestre del 2014, se ha previsto el ingreso en operación de la línea de transmisión El Inga – Central de 500 kV, que sería energizada inicialmente a 230 kV, a fin de reforzar la zona norte del SNT de manera independiente de la operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

De manera similar, para mejorar las condiciones de suministro de energía eléctrica a la zona nororiental del país y abastecer la demanda de Petroecuador EP, se ha previsto que las dos líneas de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair de 500 kV ingresen en operación energizadas a 230 kV en el cuarto trimestre de 2014.

Las fechas de ingreso en operación de las subestaciones El Inga 500/230 kV, Coca Codo Sinclair 500/230 kV y Daule 230 kV y de la línea de transmisión 500 kV Central – Daule (que será energizada a 230 kV) está asociada al ingreso en operación del proyecto de generación Coca Codo Sinclair, para el 2016.

A continuación, la figura No. 3.21 detalla el Plan de Obras de Transmisión para el periodo 2013 - 2015.

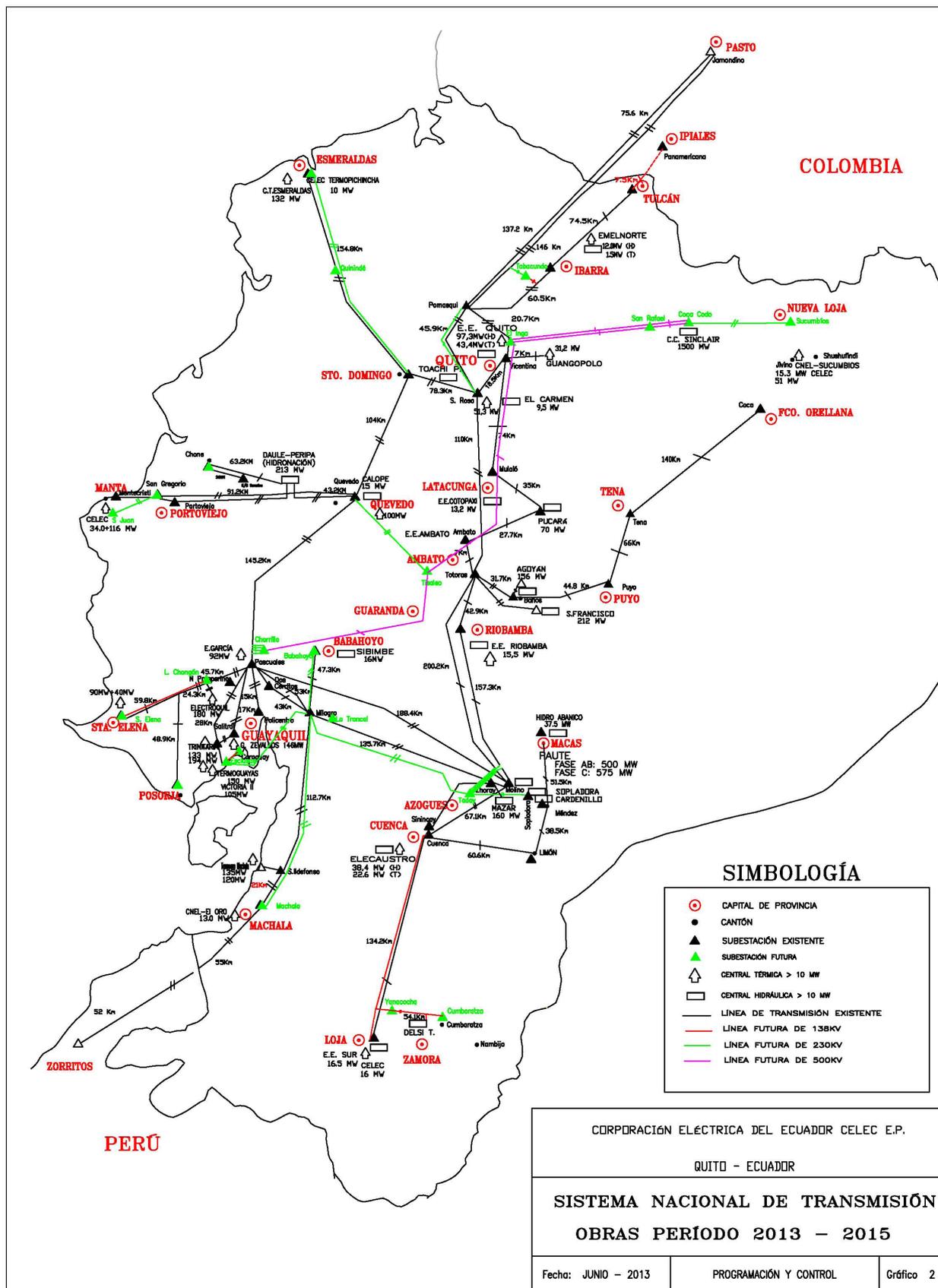


FIG. No. 3.21: EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, PERIODO 2013 - 2015



3. Expansión de la Transmisión

3.3.2.3.4 Año 2016

TABLA No. 3.23: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2016

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2016	Subestación Tabacundo: Transformador 230/69 kV, 100 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la EEQSA y EMELNORTE en la zona.	Norte
4to. trimestre 2016	Subestación San Gregorio: Transformador 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la parte central y sur de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2016	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas: Subestación Las Orquídeas 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión Pascuales – Las Orquídeas, 230 kV, doble circuito, 10 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
4to. trimestre 2016	Subestación Durán 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, tramo de 10 km.	Abastecer la demanda del sistema de CNEL EP - Guayas Los Ríos y descongestionar el corredor 230 kV Milagro – Dos Cerritos –Pascuales.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

La figura No. 3.22 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el 2016.

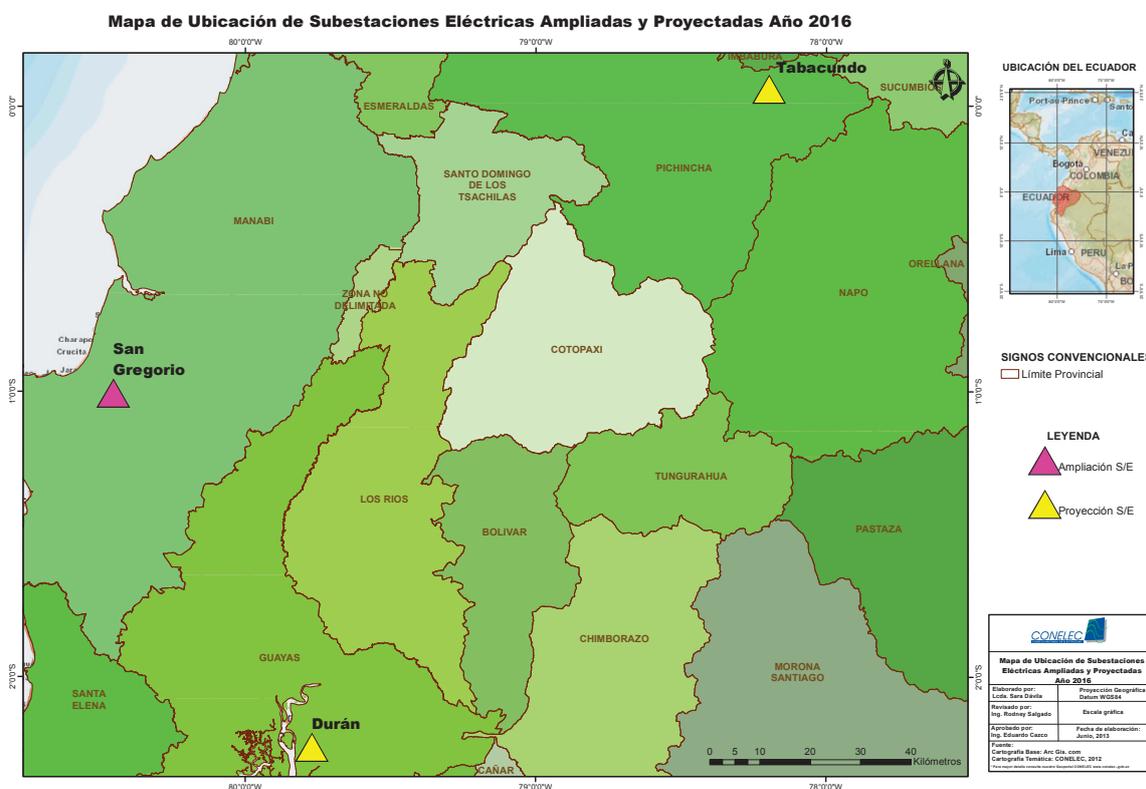


FIG. No. 3.22: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES, AÑO 2016

La figura No. 3.23 muestra la ampliación del SNT proyectado para el 2016.

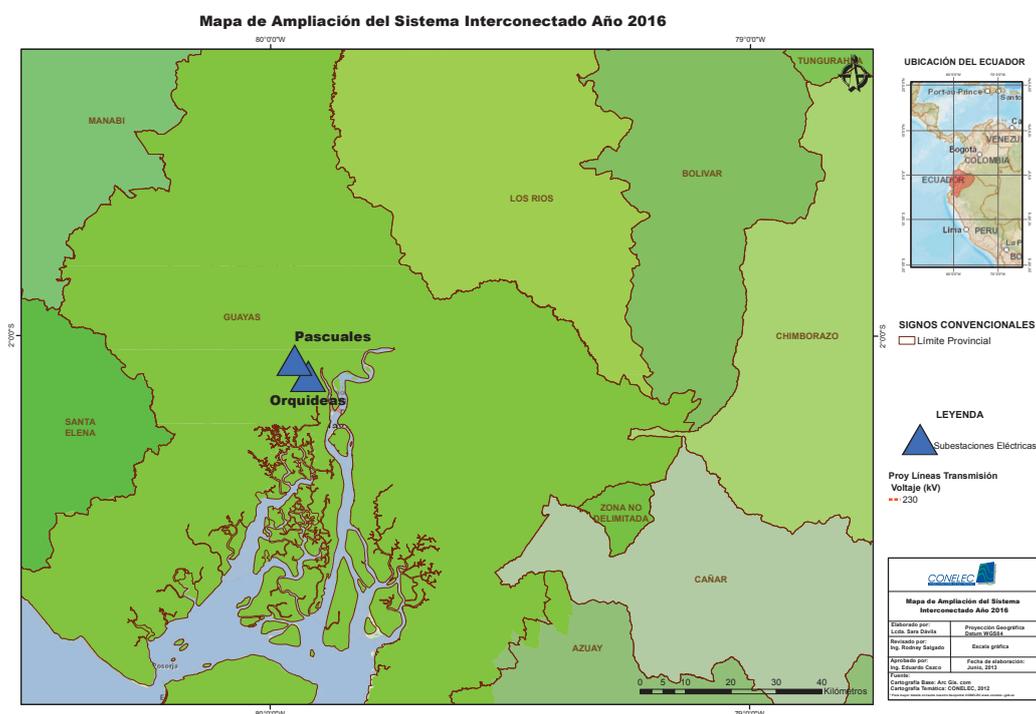


FIG. No. 3.23: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2016

3.3.2.3.4.1 *Proyectos para la Zona Norte*

3.3.2.3.4.1.1 Subestación Tabacundo ampliación 230/69 kV

De acuerdo con los análisis efectuados entre CELEC EP - TRANSELECTRIC y la empresa EMELNORTE para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la parte sur del área de concesión de esta empresa, así como para mejorar los perfiles de voltaje de esta zona, en la versión anterior del plan de expansión, se planteó la construcción de una subestación 138/69 kV, 67 MVA, en el sector de Chavezpamba. Sin embargo, al disponer de la subestación Tabacundo 230/138 kV se ha determinado la conveniencia, en lugar de construir la subestación Chavezpamba, de la instalación de un transformador 230/69 kV, 100 MVA de capacidad en Tabacundo, con lo cual se dispondría de un punto de entrega desde el SNT ubicado en el centro de carga de la parte sur del área de concesión de EMELNORTE.

Las obras contempladas en este proyecto son las siguientes:

- Subestación Tabacundo 230/69 kV:
 - Un transformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Tres bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.



Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2016.

3.3.2.3.4.2 *Proyectos para la Zona Noroccidental*

3.3.2.3.4.2.1 Ampliación de la subestación San Gregorio de Portoviejo

Instalación de un autotransformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y patio de 69 kV, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda de la parte central y sur de la provincia de Manabí y descargar los transformadores de la subestación Portoviejo.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2016.

3.3.2.3.4.3 *Proyectos para la Zona Suroccidental*

3.3.2.3.4.3.1 Sistema de transmisión 230 kV Pascuales – Las Orquídeas

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área norte de la ciudad de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación en la subestación Policentro, es necesario contar con un nuevo punto de entrega desde el SNT. Una vez realizado el análisis de la distribución de la demanda futura de la ciudad de Guayaquil, se ha programado la instalación de un transformador trifásico 138/69 kV, 225 MVA, en una subestación que se ubicaría en el sector de Las Orquídeas, al norte de la subestación Policentro y aproximadamente a 10 km al sur oriente de la subestación Pascuales.

De los análisis realizados, el ingreso en operación de los proyectos hidroeléctricos reduce la generación térmica en Guayaquil, con el consecuente incremento de transferencias por los 2 transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV, de 375 MVA de capacidad cada uno, hasta niveles superiores al 80% de su capacidad nominal. Esto hace necesario definir alternativas que permitan disminuir estas altas transferencias de potencia, siendo una de las mejores alternativas la construcción de la nueva subestación Las Orquídeas que se interconectaría a la subestación Pascuales a nivel de 230 kV, aprovechando la disponibilidad de dos bahías de línea de 230 kV en Pascuales, como resultado de la construcción de la futura subestación Daule y del cambio en la topología de la línea Molino-Pascuales a Molino-Daule.

Las obras programadas son las siguientes:

- Subestación Las Orquídeas:
 - Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Tres bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.

- Línea de transmisión Pascuales - Las Orquídeas 230 kV, doble circuito, de 10 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2016.

3.3.2.3.4.3.2 Subestación Durán, 230/69 kV

En el plan de expansión de transmisión vigente se incluyó la ampliación de la subestación Dos Cerritos, mediante la instalación de transformación 230/138 kV con el objetivo de abastecer la demanda de Durán del sistema de CNEL EP - Guayas Los Ríos. Sin embargo, después de actualizar los estudios respectivos se ha determinado que la mejor alternativa para alimentar la subestación Durán es seccionando un circuito de la línea de 230 kV Milagro – Las Esclusas, con el fin de descongestionar el corredor de 230 kV Milagro – Dos Cerritos – Pascuales.

Por lo expuesto, se programaron las siguientes obras:

- Subestación Durán:
 - Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Cuatro bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 10 km de longitud, montaje inicial de dos, 2 x 750 ACAR.

Cabe indicar que el sistema de transmisión propuesto podría sufrir modificaciones en función de los análisis de demanda y de la expansión de la red de CNEL EP - Guayas Los Ríos, los cuales deberán ser desarrollados por la distribuidora.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2016.

3.3.2.4 *Proyectos de expansión en el largo plazo (2017 - 2022)*3.3.2.4.1 *Año 2017*

TABLA No. 3.24: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2017

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2017	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbios - Orellana: Subestación Sucumbios 230/138 kV, 167 MVA. Subestación Orellana 138 kV ampliación. Línea de transmisión Sucumbios – Orellana, 138 kV, doble circuito, 55 km.	Incrementar la confiabilidad del suministro desde el S.N.I. en la Zona Nororiental del país y atender el incremento de la demanda de CNEL EP - Sucumbios.	Nororiental
4to. trimestre 2017	Subestación San Idelfonso: Transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Optimizar la cargabilidad de los transformadores de la subestación Machala que abastecen la demanda de CNEL EP - El Oro.	Suroccidental
4to. trimestre 2017	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, tramo de 1,5 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y descargar instalaciones de transmisión en la subestación Pascuales.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

La figura No. 3.24 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el 2017.

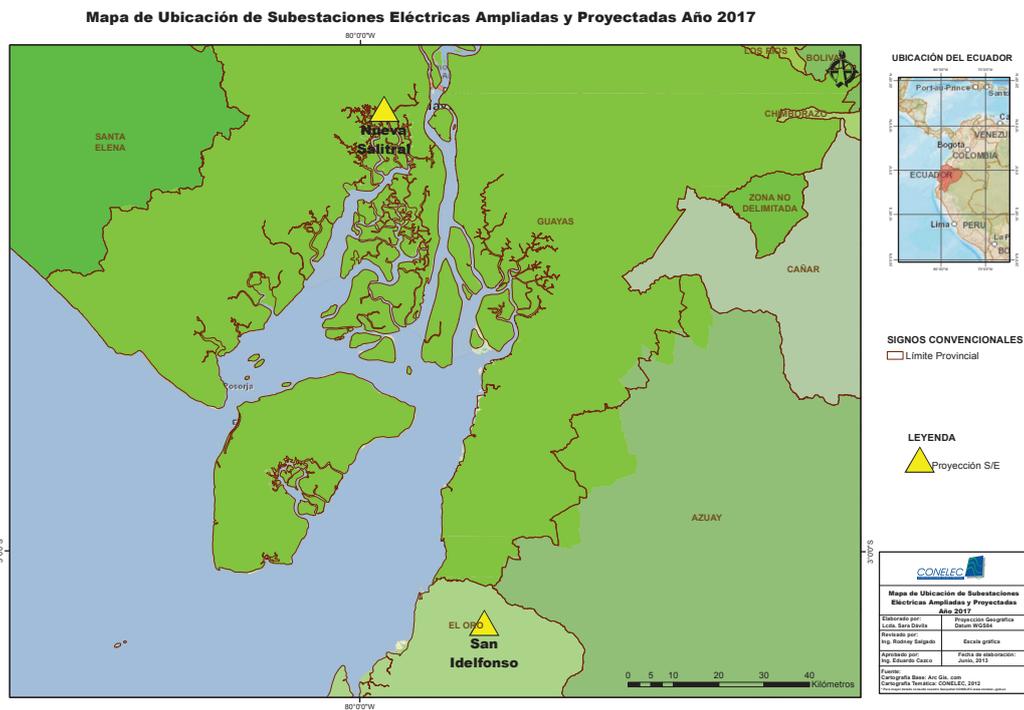


FIG. No. 3.24: AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES, AÑO 2017

La figura No. 3.25 muestra la ampliación del SNT proyectado para el 2017.

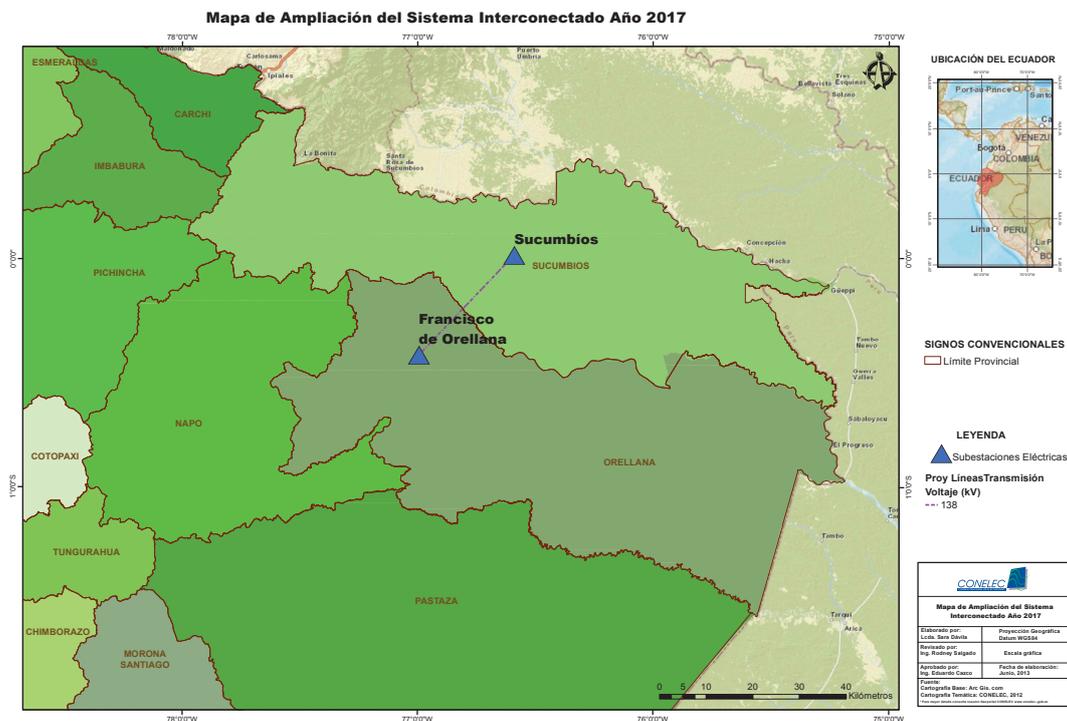


FIG. No. 3.25: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2017

3.3.2.4.1.1 *Proyectos para la Zona Nororiental*

3.3.2.4.1.1.1 Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos – Orellana

Con la finalidad de incrementar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la zona nororiental del país y garantizar el suministro de la demanda de CNEL EP - Sucumbíos, que actualmente es atendida de forma parcial desde la subestación Orellana, se plantea la construcción de una línea de transmisión de 138 kV en estructuras de doble circuito entre Jivino y Francisco de Orellana, por lo que se requiere la instalación de transformación 230/138 kV en la Subestación Sucumbíos (Jivino).

Se ha programado el ingreso de este sistema de transmisión para el 2017.

Las obras contempladas son las siguientes:

- Subestación Sucumbíos (Jivino):
 - Un transformador trifásico 230/138 kV, 167 MVA,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Dos bahías de línea de 138 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Subestación Orellana:
 - Dos bahías de línea de 138 kV (para completar esquema de barras),
 - Una bahía de transformador de 138 kV,
 - Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Sucumbíos (Jivino) - Orellana, 138 kV, doble circuito, 55 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre de 2017.

3.3.2.4.1.2 *Proyectos para la Zona Suroccidental*

3.3.2.4.1.2.1 Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV

Con el objeto de optimizar la cargabilidad de los transformadores de la subestación Machala, que permiten abastecer la demanda de CNEL EP - El Oro, y de evitar que el transformador 230/69 kV, 167 MVA se sobrecargue por el alto flujo que circulará por la línea de transmisión San Idelfonso – Machala de 230 kV debido a la disponibilidad de generación de gas natural en la zona de Bajo Alto y del proyecto hidroeléctrico Minas - San Francisco, se requiere instalar un transformador 230/138 kV, 225 MVA en la subestación San Idelfonso, con sus respectivas bahías de alta y media tensión.

Este transformador también servirá para optimizar los flujos de las líneas de 138 y 230 kV existentes entre las subestaciones de San Idelfonso y Milagro.



El equipamiento a ser instalado en San Idelfonso es el siguiente:

- Un autotransformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA,
- Una bahía de transformador de 230 kV,
- Una bahía de transformador de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre de 2017.

3.3.2.4.1.2.2 Subestación Nueva Salitral 230/69 kV

Con el objeto de satisfacer el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y considerando que la subestación Salitral tiene altos niveles de carga, es necesario ampliar la capacidad de transformación de esta subestación, mediante la implantación de un patio de 230 kV y la instalación de un transformador 230/69 kV, 225 MVA. Esta nueva subestación permitirá descargar los transformadores 230/138 kV, 375 MVA de la subestación Pascuales y la línea doble circuito de 138 kV Pascuales - Salitral, minimizando riesgos de desconexión de carga ante contingencias simples en estos elementos del SNT.

Esta ampliación refleja la necesidad de disponer de nuevas instalaciones para dar servicio a la ciudad de Guayaquil, en este sentido es imprescindible que la Eléctrica de Guayaquil EP realice, en el menor tiempo posible, un estudio de expansión de su sistema de subtransmisión considerando este nuevo punto de entrega desde el SNT, para ratificar o rectificar la alternativa planteada así como para definir futuros equipamientos a fin de atender la principal carga del S.N.I.

La alimentación de la subestación Nueva Salitral se realizará seccionando los dos circuitos de la línea Pascuales – Trinitaria de 230 kV, mediante un tramo de línea de cuatro circuitos de 1,5 km.

Sobre esta base, las obras programadas son las siguientes:

- Subestación Nueva Salitral:
 - Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA,
 - Cuatro bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Cuatro bahías de línea de 69 kV,
 - Una bahía de transformador de 69 kV,
 - Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión a 230 kV, cuatro circuitos, 1,5 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre de 2017.

3.3.2.4.2 Año 2018

TABLA No. 3.25: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2018

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2018	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino: Línea de transmisión Daule Peripa – Severino, 138 kV, simple circuito, 33,5 km. Ampliación de subestaciones 138 kV, Daule Peripa y Severino.	Atender el crecimiento de la demanda e incremento de la confiabilidad de la zona norte de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2018	Sistema de transmisión 230 kV Daule – Lago de Chongón: Línea de transmisión Daule – Lago de Chongón, 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), tramo de 30 km. Subestación Lago de Chongón 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y de la provincia de Santa Elena.	Suroccidental
4to. trimestre 2018	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón – Posorja: Línea de transmisión 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), tramo de 70,4 km. Subestaciones 138 kV Daule y Lago de Chongón, ampliaciones.	Mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad en la zona de Posorja. Inicialmente opera a 138 kV.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

La figura No. 3.26 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el 2018.

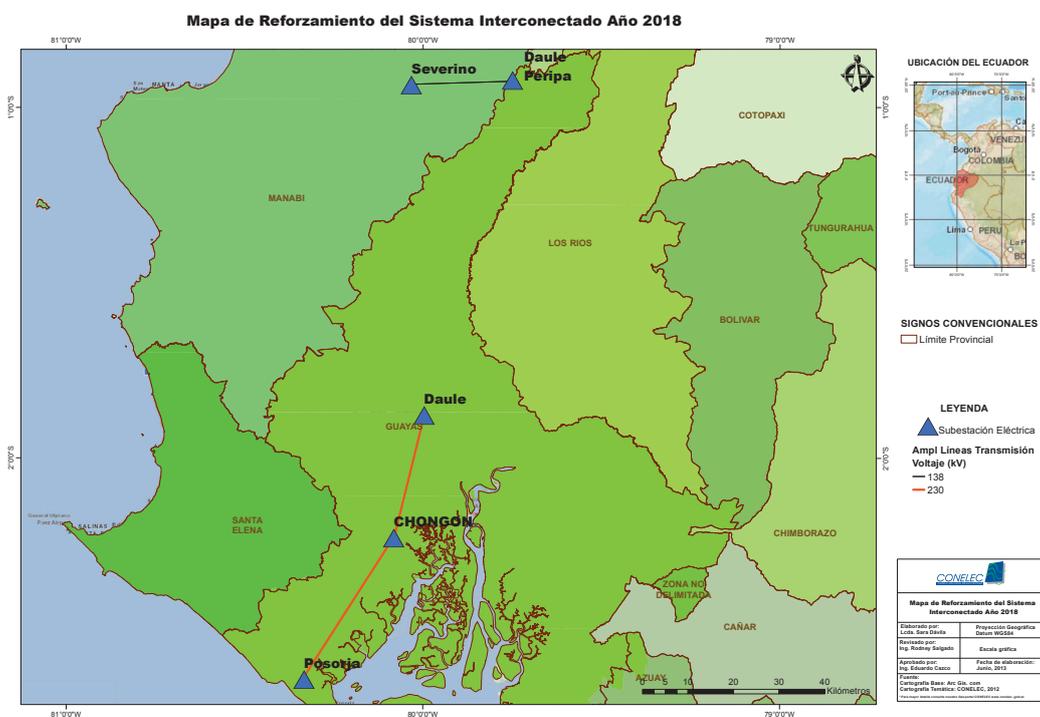


FIG. No. 3.26: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2018

3.3.2.4.2.1 *Proyectos para la Zona Noroccidental*

3.3.2.4.2.1.1 Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa - Severino

Con el objeto de incrementar la confiabilidad y seguridad de servicio a la zona norte de Manabí y considerando que actualmente se cuenta con la línea de transmisión Daule Peripa - Chone de 138 kV simple circuito, para cumplir el criterio N-1, se ha determinado la construcción de una línea simple circuito entre Daule Peripa y las bombas de Severino, con lo cual se completará un anillo de 138 kV entre Daule Peripa – Chone Severino – Daule Peripa, mejorando la confiabilidad del servicio a la zona de Chone.

Las obras que componen este sistema son las siguientes:

- Línea de transmisión Daule Peripa – Severino de 138 kV, simple circuito, 33,5 km de longitud, 750 ACAR.
- Subestación Daule Peripa, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación Severino, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre de 2018.

3.3.2.4.2.2 *Proyectos para la Zona Suroccidental*

3.3.2.4.2.2.1 Sistema Daule – Lago de Chongón 230 kV

Con el objeto de brindar mayor seguridad y confiabilidad a la zona de Guayaquil y a la Península de Santa Elena en particular, ante la contingencia de uno de los dos transformadores 230/138 kV, 375 MVA, de la subestación Pascuales, se ha previsto la construcción del sistema de transmisión 230 kV Daule – Lago de Chongón, que permitirá evitar restricciones en el suministro de energía eléctrica a estas zonas. Este proyecto permitirá cumplir con el criterio de seguridad N-1 en la subestación Pascuales.

El sistema se compone de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Daule – Lago de Chongón 230 kV, doble circuito, montaje inicial de uno, 30 km de longitud, 1.200 ACAR.
- Subestación Lago de Chongón, ampliación:
 - Un transformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA,
 - Dos bahías de línea de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 230 kV,
 - Una bahía de acoplamiento de 230 kV,
 - Una bahía de transformador de 138 kV.

- Subestación Daule, ampliación:
 - Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del 2018.

3.3.2.4.2.2 Sistema Lago de Chongón – Posorja 138 kV

Con la finalidad de mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad a la zona de Posorja y de optimizar el uso de fajas de servidumbre, se ha previsto la construcción de una línea de transmisión doble circuito, con montaje inicial de uno, para enlazar las subestaciones Lago de Chongón y Posorja. La línea se construirá aislada a 230 kV pero operaría inicialmente a 138 kV. Este sistema permitirá además atender la futura demanda del puerto de aguas profundas en caso de que se instale en esta zona.

El sistema de transmisión se compone de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Lago de Chongón – Posorja 230 kV (que inicialmente operará energizada a 138 kV), doble circuito, montaje inicial de uno, 70,4 km de longitud, 1.200 ACAR.
- Subestación Lago de Chongón, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación Posorja, ampliación:
 - Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre de 2018.

3.3.2.4.3 *Periodo 2019 – 2022*

Para el periodo 2019 - 2022, según resultados de análisis del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022, no es necesaria la realización de obras de transmisión adicionales.

A continuación, la figura No. 3.27 detalla el Plan de Obras de Transmisión para el periodo 2016 - 2022.



3. Expansión de la Transmisión

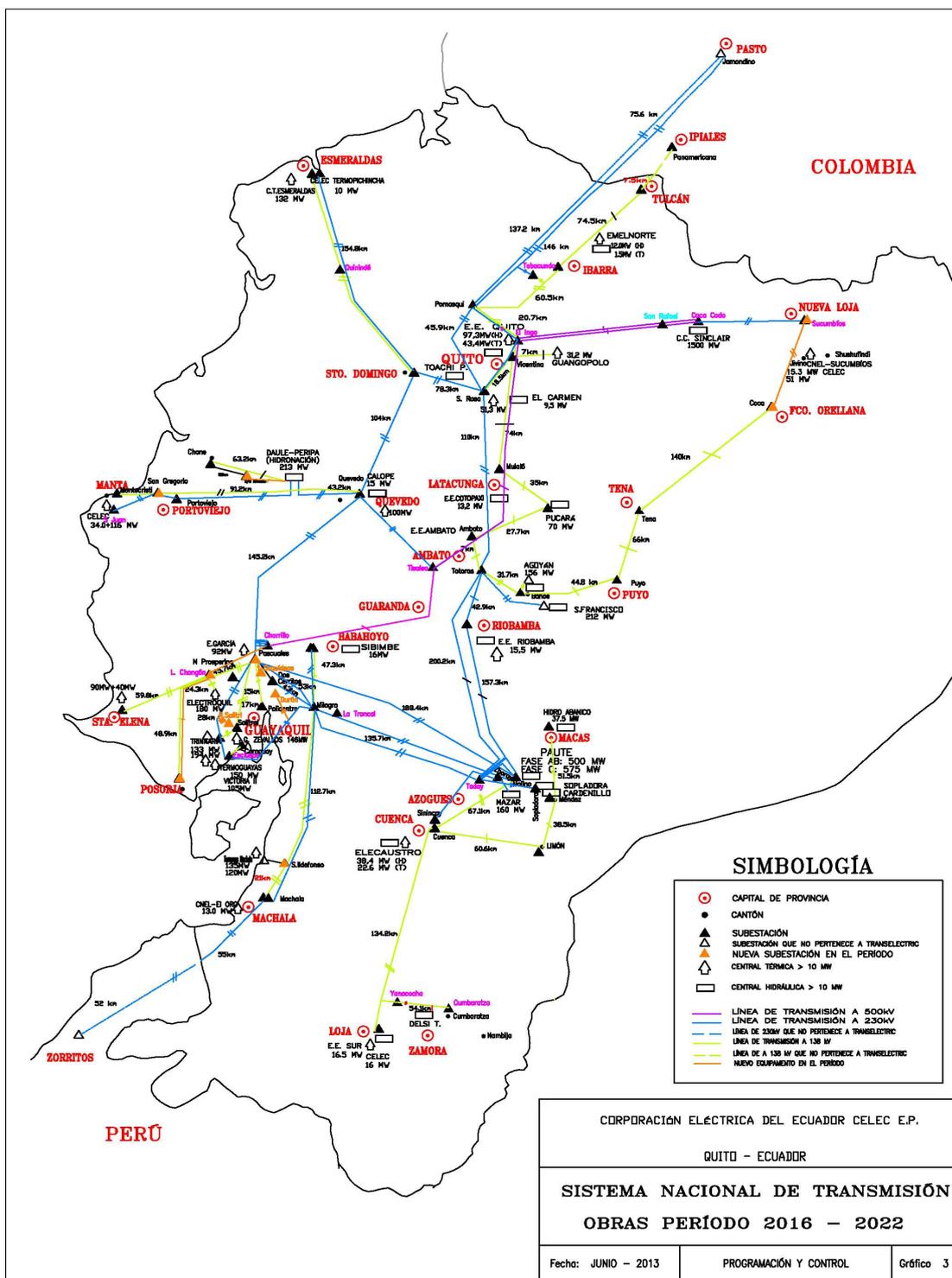


FIG. No. 3.27: EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, PERÍODO 2016 - 2022

3.3.3 Plan de equipamiento

El plan de expansión de transmisión establece varios proyectos, incluyendo aquellos que iniciaron su operación en el 2012 y los que se encuentran en ejecución, que comprenden la construcción de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, la instalación de 7.645 MVA de transformación y la incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva, como se presenta en las siguientes tablas.

TABLA No. 3.26: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Año	km por nivel de tensión			Total
	138 kV	230 kV	500 kV	
2012	83	323	-	406
2013	276	123	-	399
2014	6	305	370	681
2015	-	190	180	370
2016	-	20	-	20
2017	55	2	-	57
2018	34	100	-	134
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
Total	453	1.063	550	2.065

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.27: SUBESTACIONES

Año	MVA por nivel de tensión				Total
	138/69 kV	230 /138 kV	230/69 kV	500/230 kV	
2012	307	392	-	-	699
2013	486	750	-	-	1236
2014	66	634	951	-	1651
2015	-	-	-	2.500	2.500
2016	-	-	717	-	717
2017	-	392	225	-	617
2018	-	225	-	-	225
2019	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
Total	859	2.393	1.893	2.500	7.645

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.28: COMPENSACIÓN CAPACITIVA

Año	MVAR por nivel de tensión			Total
	230 kV	138 kV	69 kV	
2012	-	-	24	24
2013	-	-	-	0
2014	-	-	12	12
2015	240	60	-	300
2016	-	30	24	54
2017	-	-	-	-
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
Total	240	90	60	390

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

En las tablas siguientes se presenta un resumen del plan de equipamiento propuesto para el periodo 2013 - 2022 por zona operativa, así como de los proyectos cuyo impacto engloba al SNT en su conjunto.

TABLA No. 3.29: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NORTE

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación: 2 bahías de línea de 138 kV (seccionamiento línea de transmisión Mulaló -Vicentina 138 kV).	4to. trimestre 2013
2	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación: Transformador trifásico 230/138 kV, 90/120/150 MVA .	2do. trimestre 2013
3	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación: Segundo transformador, 180/240/300 MVA.	4to. trimestre 2013
4	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación Transformador 138/69 kV, 75 MVA.	4to. trimestre 2013
5	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui. Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui, 230 kV, doble circuito .	4to. trimestre 2013
6	Subestación Mulaló Transformador 138/69 kV, 67 MVA.	4to. trimestre 2013
7	Subestación El Inga Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	4to. trimestre 2013
8	Subestación Tabacundo 230/138 kV: Transformador trifásico de 100/133/167 MVA.	4to. trimestre 2014
9	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/138 kV, 60/80/100 MVA.	4to. trimestre 2016

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.30: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NORORIENTAL

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair - Sucumbíos Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Sucumbíos, 230 kV, 105 km, doble circuito, 1200 ACAR. Subestación Sucumbíos, 230/69 kV, 167 MVA.	4to. trimestre 2014
2	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos - Orellana: Subestación Sucumbíos 230/138 kV, 167 MVA. Subestación Orellana 138 kV, ampliación. Línea de transmisión Sucumbíos - Orellana, 138 kV, 55 km, doble circuito, 750 ACAR.	4to. trimestre 2017

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.31: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NOROCCIDENTAL

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santo Domingo: Transformador 230/138 kV, 167 MVA.	1er. trimestre 2013
2	Subestación Quinindé: Transformador 138/69 kV, 60 MVA.	4to. trimestre 2013
3	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	4to. trimestre 2013
4	Subestación Santo Domingo: Instalación transformador 138/69 kV, 167 MVA.	4to. trimestre 2013
6	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, II etapa: Subestación Quevedo 230 kV, ampliación. Subestación San Gregorio 230 kV, ampliación.	4to. trimestre 2013
7	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta: Línea de transmisión San Gregorio - San Juan 230 kV, 35 km, doble circuito, 1200 ACAR. Subestación San Juan de Manta 230/69 kV, 225 MVA.. Subestación San Gregorio 230 kV, ampliación.	2do. trimestre 2014
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo), ampliación: Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	4to. trimestre 2016
9	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino: Línea de transmisión Daule Peripa - Severino, 138 kV, 33,5 km, simple circuito, 750 ACAR. Subestación Daule Peripa, 138 kV, ampliación. Subestación Severino, 138 kV, ampliación.	4to. trimestre 2018

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.32: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA SUR

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Modernización subestación Molino 230/138 kV.	1er. trimestre 2013
2	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Línea de transmisión Cuenca – Loja, montaje de segundo circuito.	2do. trimestre 2013
3	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbatarza: Línea de transmisión 138 kV Motupe – Yanacocha. Subestación Cumbatarza 138/69 kV, 33 MVA.	2do. trimestre 2013
4	Sistema 230 kV Milagro - Machala, Etapa II: Línea de transmisión Milagro - Machala, 230 kV, 134 km, montaje segundo circuito.	2do. trimestre 2013
5	Sistema 138 kV Milagro - Babahoyo: Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 230 kV, 47 km, doble circuito, 1200 ACAR (operará inicialmente energizada a 138 kV). Subestación Milagro 138 kV, ampliación. Subestación Babahoyo 138 kV, ampliación.	4to. trimestre 2013
6	Subestación La Troncal 230/69 kV: Transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	2do. trimestre 2014
7	Subestación Yanacocha, ampliación: Transformador 138/69 kV, 40/53/66 MVA.	4to. trimestre 2014

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

TABLA No. 3.33: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA SUROCCIDENTAL

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas: Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas 230 kV. Transformador 230/138 kV, 225 MVA.	2do. trimestre 2013
2	Subestación Dos Cerritos 69 kV: Instalación 2x12 MVAR Capacitores.	1er. trimestre 2013
3	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 138 kV. Subestación 138 kV.	4to. trimestre 2013
4	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación: 1 Transformador trifásico, 20/27/33 MVA.	4to. trimestre 2013
5	Subestación Las Esclusas, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	4to. trimestre 2014
6	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas: Subestación Las Orquídeas, 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión Pascuales - Las Orquídeas, 230 kV, 10 km, doble circuito, 1200 ACAR.	4to. trimestre 2016
7	Subestación Durán 230/69 kV, 225 MVA. Tramo Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 10 km, montaje inicial de dos, 2x750 ACAR.	4to. trimestre 2016
8	Subestación San Idelfonso, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.	4to. trimestre 2017
9	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 225 MVA. Tramo Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 1,5 km.	4to. trimestre 2017
10	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón: Subestación Daule, 230 kV, ampliación. Línea de transmisión Daule - Lago de Chongón, 230 kV, 30 km, doble circuito, 1200 ACAR (montaje inicial de uno). Subestación Lago de Chongón 138/230 kV, 225 MVA.	4to. trimestre 2018
11	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja: Subestación Posorja, 138 kV, ampliación. Línea de transmisión Posorja - Lago de Chongón, 230 kV, 70,4 km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno, se energizará a 138 kV). Subestación Daule 138 kV, ampliación.	4to. trimestre 2018

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.34: PROYECTOS DE EXPANSIÓN GLOBALES

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Bahías de emergencia y/o reserva 138/69 kV: Dos bahías de línea de 138 kV. Cuatro bahías de línea de 69 kV.	4to. trimestre 2013
2	Sistema de transmisión 230 kV subestación Central – Quevedo: Línea de transmisión Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km. Subestación Central 230 kV. Subestación Quevedo 230 kV, ampliación. Línea de transmisión subestación Central - Punto de seccionamiento SNT, 230 kV, 5 km, 2 tramos doble circuito, 1200 ACAR.	4to. trimestre 2013
3	Subestación Nueva Prosperina, ampliación: Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA.	4to. trimestre 2014



TABLA No. 3.34: PROYECTOS DE EXPANSIÓN GLOBALES (cont.)

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
4	Subestación El Inga, ampliación: Transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA.	4to. trimestre 2014
5	Subestaciones móviles: Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA. Subestación móvil doble tap 138/22 y 138/13,8 kV, 33 MVA.	4to. trimestre 2014
6	Compensación capacitiva.	Ver tabla No. 3.28

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.35: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ASOCIADOS A PROYECTOS DE GENERACIÓN

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo: Modernización subestación Esmeraldas: Subestación Esmeraldas, 230/138 kV, 167 MVA. Subestación Santo Domingo, 230 kV, ampliación. Línea de transmisión Esmeraldas - Sto. Domingo, 230 kV, 155 km, doble circuito, 1200 ACAR.	1er. trimestre 2014
2	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro: Subestación Taday 230 kV. Subestación Milagro 230 kV. Línea de transmisión Sopladora – Taday, 230 kV, doble circuito, 35 km, 2 x 750 ACAR. Línea de transmisión Taday - Milagro, 230 kV, doble circuito 140 km, 2 x 750 ACAR.	3er. trimestre 2014 3er. trimestre 2014 3er. trimestre 2014 1er. trimestre 2015

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.36: PROYECTOS DE EXPANSIÓN 500 kV Y DE 230 kV ASOCIADAS

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga – Daule: Línea de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair, 500 kV, 2 circuitos independientes, 125 km, 4 x 1100 ACAR.	4to. trimestre 2014
	Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 120 km, 4 x 750 ACAR. (se energizará a 230 kV).	4to. trimestre 2014
	Subestación Central 230 kV.	4to. trimestre 2014
	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 4 x 750 ACAR. (se energizará a 230 kV).	1er. trimestre 2015
	Línea de transmisión Daule - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, 3 tramos doble circuito, 10 km, 1200 ACAR.	1er. trimestre 2015
	Subestación El Inga, 500/230 kV, 3 x 600 MVA.	1er. trimestre 2015
Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 kV, 375 MVA.	1er. trimestre 2015	
Subestación Daule 230 kV.	1er. trimestre 2015	

Fuente: CELEC EP

3.3.4 Presupuesto de la expansión del SNT

El presupuesto requerido para la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2012 - 2022 (estimado a marzo de 2012), entre obras en marcha y obras nuevas, sin incluir el presupuesto del sistema de transmisión de 500 kV asociado al proyecto de generación Coca Codo Sinclair, es de USD 550,10 millones, de los cuales USD 30,51 millones serán financiados con recursos del Fondo de Solidaridad, conforme el Mandato Constituyente No. 9, mientras que los restantes USD 519,59 millones corresponden a recursos del Estado Ecuatoriano, conforme lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15.



3. Expansión de la Transmisión

TABLA No. 3.37: PRESUPUESTO TOTAL (sin obras de transmisión de 500 kV)

Detalle	Monto (kUSD)
Obras financiadas mediante el Mandato Constituyente No. 09	30.512
Obras financiadas mediante el Mandato Constituyente No. 15 (sin obras del sistema de transmisión de 500 kV)	519.590
Total	550.102

Fuente: CELEC EP

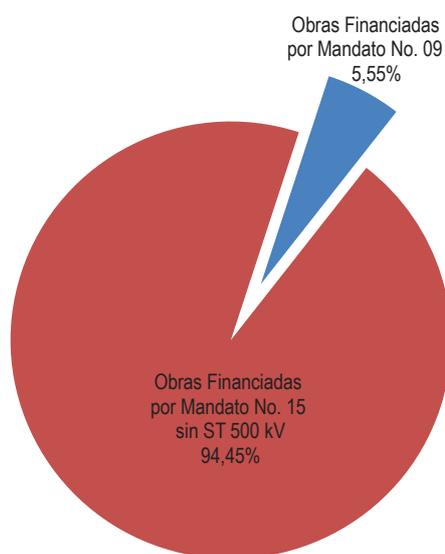


FIG. No. 3.28: PRESUPUESTO

Fuente: CELEC EP

En las tablas que siguen se presenta la inversión detallada, discriminada en proyectos en marcha y nuevos proyectos de expansión considerados en el Plan de Expansión de Transmisión.

TABLA No. 3.38: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación	2.216
2	Subestación Mulaló 138/69 kV, ampliación	3.559
3	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II	17.130
4	Subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA	11.546
5	Sistema de transmisión 138 kV Nororiente	8.778
6	Subestación Santo Domingo 230/138 kV, ampliación capacidad transformación	4.590
7	Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio)	10.284
8	Subestación Santo Domingo 138/69 kV, ampliación	5.665
9	Subestación Chone 138/69 kV, ampliación	72
10	Subestación Quinindé 138/69 kV, 60 MVA	6.764
11	Subestación Babahoyo 138/69 kV, ampliación capacidad transformación	10.641
12	Subestación Cuenca 69 kV, ampliación	438
13	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja	5.469
14	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza	13.060



TABLA No. 3.38: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA (cont.)

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala	23.372
16	Sistema de transmisión 138 kV Plan de Milagro - Macas	4.852
17	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón - Santa Elena	17.725
18	Modernización subestación Pascuales	2.194
19	Compensación capacitiva	1.684
20	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas	30.512
21	Subestación móvil 138/69 kV	4.144
22	Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV	3.842
Total		188.538

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.39: PRESUPUESTO DE NUEVOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN (sin obras de transmisión de 500 kV)

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación	3.829
2	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación	1.988
3	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación	4.497
4	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA	12.354
5	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación	4.652
6	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos – Orellana	14.693
7	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos	24.851
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo) 230/69 kV, ampliación	5.349
9	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II	3.382
10	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta	17.200
11	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino	4.088
12	Subestación Yanacocha 138/69 kV, ampliación	4.440
13	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA	7.804
14	Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo	11.518
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II	9.110
16	Modernización subestación Molino	8.623
17	Subestación Las Esclusas 230/69 kV, ampliación	6.721
18	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación	3.150
19	Subestación San Idelfonso 230/138 kV, ampliación	4.234
20	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV	10.075
21	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas	11.444
22	Subestación Durán 230/69 kV	11.498
23	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón	12.820
25	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja	12.410
26	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, ampliación	5.487
27	Subestación El Inga 230/138 kV, ampliación	4.962
28	Subestaciones móviles	8.025
30	Bahías de emergencia y/o reserva 138 y 69 kV	1.647
31	Compensación capacitiva	7.047
32	Sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo	30.140
34	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo	43.379
35	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday – Milagro	50.147
Total		361.564

Fuente: CELEC EP

3.3.4.1 Presupuesto por año

La tabla que sigue muestra el flujo anual de fondos previsto para el normal desarrollo del plan de expansión propuesto sin incluir obras asociadas al sistema de transmisión 500 kV.



TABLA No. 3.40: PRESUPUESTO POR AÑO EN KUSD

Año	Proyectos en ejecución	Nuevos proyectos (sin sistema de transmisión 500 kV)	Total
2012	98.028	10.454	108.482
2013	89.204	66.787	155.990
2014	-	176.245	176.245
2015	-	14.795	14.795
2016	1.307	34.964	36.272
2017	-	29.002	29.002
2018	-	29.318	29.318
2019	-	-	-
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	-	-	-
Total	188.539	361.564	550.103

Fuente: CELEC EP

Dado que estas cifras tienen como única finalidad proporcionar una visión indicativa sobre los requerimientos presupuestarios globales, los montos indicados para cada año fueron determinados considerando que la inversión total es realizada recién en el año de entrada en operación de cada proyecto. Es necesario tener presente que el flujo real de fondos que demanda la ejecución de proyectos de este tipo, con periodos de ejecución normales de dos a tres años, es generalmente de tipo multianual, por lo que para tener información más detallada sobre el flujo de fondos es necesario definir la programación y el cronograma pormenorizado de cada uno de los proyectos.

En lo concerniente al financiamiento, es necesario recordar que con fecha 23 de julio de 2008 la Asamblea Nacional Constituyente emitió el Mandato Constituyente No. 15, que estableció cambios importantes en el manejo del sector eléctrico, particularmente en el tema tarifario, eliminando la componente destinada a financiar la expansión de la transmisión y determinando que los recursos necesarios para tales fines serían cubiertos por el Estado, a través de su presupuesto general.

Sin embargo, el cumplimiento de este mandato se ha realizado de manera parcial, por cuanto no se ha efectivizado la transferencia total y oportuna de los recursos determinados para el desarrollo de los proyectos de expansión, lo cual implica la necesidad de obtener fuentes de financiamiento nuevas para la ejecución del Plan.

Con este fin CELEC EP –TRANSELECTRIC, conjuntamente con los ministerios de Electricidad y Energía Renovable y de Finanzas, está desarrollando desde el mes de julio de 2009 las actividades necesarias para concretar el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo para las obras que se señalan a continuación, por un monto total de USD 52,99 millones. A la fecha se cuenta con la autorización del préstamo por parte del Comité del Banco y está pendiente la suscripción del contrato de préstamo por parte del Ministerio de Finanzas:

- Subestación Pomasqui, instalación del segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA,
- Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 230 kV (que será energizada a 138 kV), doble circuito, montaje inicial de uno,
- Subestación Cuenca, ampliación de una bahía de línea de 69 kV,
- Subestación Quinindé 138/69 kV, 100 MVA,
- Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja,
- Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza.



3.3.5 Proyectos de transmisión adicionales por incremento en la demanda en el S.N.I.

3.3.5.1 Antecedentes

En marzo de 2012 sobre la base de los lineamientos, objetivos y políticas sectoriales e intersectoriales dados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se elaboró el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, que consideraba una proyección de la demanda que adicionalmente al crecimiento tendencial del consumo incorporaba importantes cargas al sistema, contemplaba el cambio de la matriz energética del país, la conexión al S.N.I. de la Refinería del Pacífico autoabastecida, y la incorporación de proyectos del sector petrolero al SNT. Además este plan identifica las necesidades de financiamiento que demandarán los proyectos de transmisión propuestos.

En julio de 2012, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable estableció nuevas políticas para el sector eléctrico, por lo que en septiembre de 2012, el Consejo Nacional de Electricidad realizó ajustes importantes a los valores de proyección de la demanda.

Estos cambios en la proyección de la demanda consideran la sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017), la alimentación desde el S.N.I. a las instalaciones de la Refinería del Pacífico (370 MW) a partir del 2016, y el incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al S.N.I.

Con el objeto de hacer una evaluación de los requerimientos adicionales de equipamiento para la nueva demanda, CELEC EP encargada de la planificación de la expansión del SNT, realizó los estudios eléctricos que permitieron determinar el impacto causado en el sistema de transmisión por la inclusión de estas políticas así como los costos asociados.

3.3.5.2 Plan de equipamiento futuro por incremento en la demanda

En razón de que los principales incrementos de la nueva demanda se producirán a partir del 2016, los análisis eléctricos del sistema se enfocaron a los años 2016, 2017, 2019 y 2022, considerados representativos del periodo 2013 - 2022.

Sobre la base de los resultados de estos análisis, en la tabla No. 3.41 se presenta un resumen de los requerimientos de equipamiento y montos de inversión adicionales que se deberían ejecutar en el sistema de transmisión.

TABLA No. 3.41: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL

Inversiones año 2016 (kUSD)		
Subestación Riobamba	Cambio de transformador a 167 MVA	2.884
Subestación Mulaló	Nueva subestación	11.285
Alimentación a la Refinería del Pacífico	Varias instalaciones	63.405
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		3.879
Costos indirectos (10%)		7.757
Total 2016		89.210
Inversiones año 2017 (kUSD)		
Subestación Tisaleo 230/69 kV	Nueva subestación	15.192
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		760
Costos indirectos (10%)		1.519
Total 2017		17.471



TABLA No. 3.41: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL (cont.)

Inversiones año 2018 (kUSD)		
Subestación Tulcán 230/69 kV	Nueva subestación	11.285
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		564
Costos indirectos (10%)		1.129
Total 2018		12.978
Inversiones año 2019 (kUSD)		
Subestación Lago de Chongón 138/69 kV	Nueva subestación	5.377
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		269
Costos indirectos (10%)		538
Total 2019		6.184
Inversiones año 2020 (kUSD)		
Subestación Sinincay 230/138 kV	Nueva subestación	8.060
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		403
Costos indirectos (10%)		806
Total 2020		9.269
Inversiones año 2021 (kUSD)		
Subestación Posorja	Cambio de transformador	4.106
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		205
Costos indirectos (10%)		411
Total 2021		4.722
Total 2016 - 2021		139.834

Fuente: CELEC EP

3.3.6 Operación a 500 kV del enlace Quito - Guayaquil

3.3.6.1 Antecedentes

Las instalaciones que conforman actualmente el SNT presentan en diferentes puntos restricciones operativas del sistema en condiciones de demanda máxima, tales como: bajos perfiles de voltaje a nivel de 138 kV y 69 kV, cargabilidad por sobre el 80% de varios transformadores, situación que incide negativamente en la economía, seguridad, calidad y confiabilidad operativa del S.N.I., debido a la falta de asignación de recursos económicos, suficientes y oportunos para la ejecución de las obras de expansión de transmisión planificadas.

El sostenido incremento de la demanda de potencia, así como el establecimiento de nuevas políticas respecto a su crecimiento, dadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, implicará la necesidad del desarrollo de nuevos proyectos de generación para abastecerla, así como la de reconsiderar determinados criterios técnicos definidos inicialmente para la expansión del sistema de transmisión propuesto.

Adicionalmente, la zona norte del país es en la actualidad deficitaria en cuanto a oferta de energía, dependiendo la seguridad del suministro en gran parte de la confiabilidad operativa de la línea de transmisión 230 kV Totoras – Santa Rosa, cuando no se dispone de la energía importada de Colombia.

Por otra parte, la demanda de energía de CNEL Regional Sucumbíos que atiende a las provincias nororientales de Orellana y Sucumbíos, es suministrada actualmente desde el S.N.I. a través de la línea de transmisión de 138 kV Tena – Francisco de Orellana, sin que se logre cubrir toda su demanda, por lo que es necesario la operación de unidades termoeléctricas en esa zona. Siendo además, la confiabilidad operativa de esta interconexión deficiente debido a las condiciones atmosféricas y de vegetación de la zona por la que atraviesa la línea de transmisión. Adicionalmente, las empresas petroleras ubicadas en esta zona del país, consumen para su abastecimiento eléctrico, grandes cantidades de combustible.

El suministro de energía desde el S.N.I. a la Refinería del Pacífico se ha previsto hacerlo básicamente desde la subestación Daule, alimentada desde las centrales hidroeléctricas Molino y Mazar, y del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair a través del sistema de transmisión El Inga – Central – Daule diseñado para 500 kV pero planificado operar a 230 kV, conforme lo analizado por CELEC EP TRANSELECTRIC en el plan de expansión de transmisión elaborado a marzo de 2012.

Actualmente se encuentra en ejecución la construcción del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, con una capacidad instalada de 1.500 MW, cuya energía deberá ser inyectada al Sistema Nacional Interconectado, a través de un sistema de transmisión de extra alta tensión de 500 kV, que permite el transporte de grandes bloques de energía a largas distancias.

Por otra parte el Gobierno Nacional ha emprendido la construcción de otros importantes proyectos hidroeléctricos, como el Sopladora (487 MW), Minas San Francisco (276 MW), Toachi Pilatón (253 MW), los que permitirán cambiar la matriz energética en el país, suplantando la generación térmica que consume combustibles de alto costo, con generación hidroeléctrica económica. Estos proyectos necesitan que el SNT garantice la optimización del uso de los recursos energéticos renovables disponibles para beneficio nacional.

En análisis realizados para la expansión del sistema de transmisión a marzo de 2012, se previó que para la evacuación de la energía del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael - El Inga esté constituido por una doble línea, operando desde un inicio a 500 kV; y el sistema de transmisión El Inga – Central – Daule, simple circuito, diseñado para 500 kV operando a 230 kV, interconectando de esta manera Coca Codo Sinclair con los centros de mayor consumo del país.

3.3.6.2 Mejoramiento de la confiabilidad operativa del Sistema Nacional Interconectado

Sobre la base de lo indicado, CELEC EP ha definido que las condiciones operativas del Sistema Nacional de Transmisión y por tanto del Sistema Nacional Interconectado, se verían sustancialmente mejoradas si desde un principio, el sistema de transmisión de 500 kV a construirse opera con su voltaje nominal, con lo cual, las condiciones de cargabilidad, de niveles de voltaje, confiabilidad y suministro del sistema de transmisión en general, se verán sustancialmente incrementadas.

Adicionalmente, es importante recalcar que el sistema de transmisión de 500 kV, ayudará al desarrollo social y económico del país, mejorando las condiciones de servicio de electricidad a toda la población y, permitiendo el desarrollo de la industria y de todo el aparato productivo, abastecido de forma importante con recursos de generación hidráulica.

3.3.6.3 Plan de equipamiento para la operación a 500 kV del enlace Coca Codo Sinclair – Quito – Guayaquil

Considerando que el Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair entrará en operación en el 2016, CELEC EP ha previsto en el plan de equipamiento para la operación del Sistema de 500 kV desde un inicio a éste valor de voltaje, las obras de transmisión de las características técnicas indicadas a continuación:



TABLA No. 3.42: PROYECTO SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV COCA CODO SINCLAIR - QUITO – GUAYAQUIL

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael - El Inga: Línea de transmisión El Inga – San Rafael - Coca Codo Sinclair, 500 kV, 126 km, 2 circuitos independientes, 4 x 1100 ACAR.	4to. trimestre 2015
	Subestación San Rafael 450 MVA 500/230 kV.	4to. trimestre 2015
	Subestación El Inga 1800 MVA 500/230 kV.	4to. trimestre 2015
	Sistema de transmisión El Inga- Central - Daule: Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 150 km, 3 x 1100 ACAR.	1er. trimestre 2016
	Subestación Central 450 MVA 500/230 kV.	1er. trimestre 2016
	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 3 x 1100 ACAR.	1er. trimestre 2016
	Subestación Daule 900 MVA 500/230 kV.	1er. trimestre 2016
	Centro de Control de Operación Sistema de 500 kV.	1er. trimestre 2016

Fuente: CELEC EP

3.3.6.4 Presupuesto para el plan de equipamiento, operación a 500 kV

CELEC EP estima que para la operación del SNT en estas condiciones, el presupuesto, requerido será el siguiente:

TABLA No. 3.43: PRESUPUESTO SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV COCA CODO SINCLAIR – QUITO – GUAYAQUIL

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Línea de transmisión El Inga – San Rafael - Coca Codo Sinclair, 500 kV, 126 km, 2 circuitos independientes, 4 x 1100 ACAR.	106.885
2	Subestación San Rafael 450 MVA 500/230 kV.	61.657
3	Subestación El Inga 1800 MVA 500/230 kV.	93.424
4	Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 150 km, 3 x 1100 ACAR.	61.610
5	Subestación Central 450 MVA 500/230 kV.	64.902
6	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 3 x 1100 ACAR.	78.042
7	Subestación Daule 900 MVA 500/230 kV.	85.886
8	Centro de Control de Operación Sistema de 500 kV.	1.049
9	Costos de terrenos, indemnizaciones, costos indirectos.	22.904
Total		576.359

Fuente: CELEC EP

3.3.7 Presupuesto del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

En la tabla No. 3.44 se indican las inversiones anuales totales requeridas para la expansión del sistema de transmisión, desglosando los requerimientos para: el plan analizado a marzo de 2012 (sin obras de 500 kV), los de la nueva demanda y el sistema de transmisión operando a 500 kV, asumiendo que las inversiones se realizan hipotéticamente en los años en que entran en operación las instalaciones de transmisión.



TABLA No. 3.44: PRESUPUESTO ANUAL REQUERIDO PARA EL PET 2013 - 2022

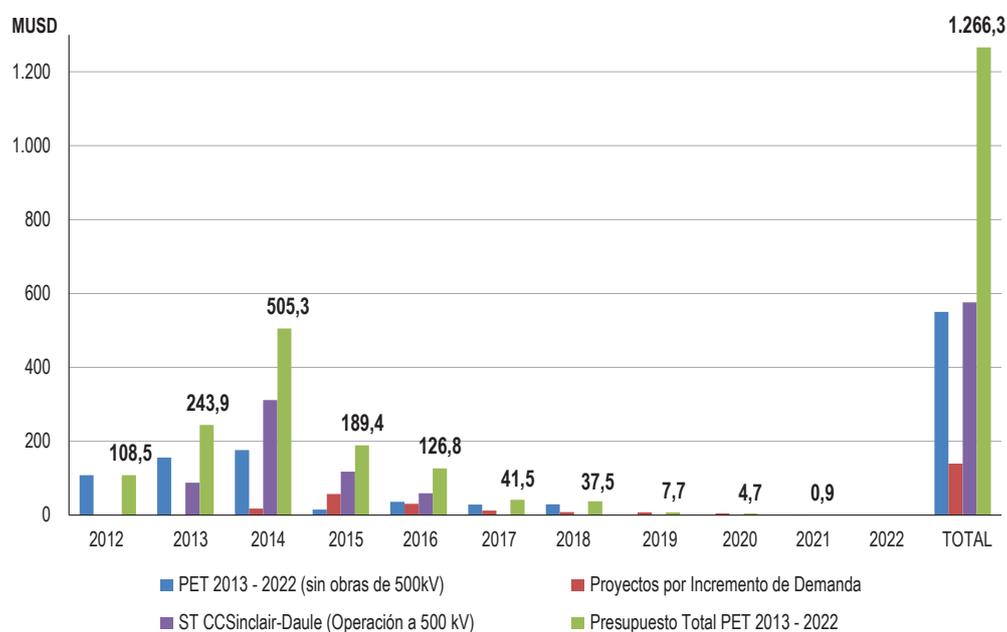
Inversiones PET 2012 – 2022 (MUSD)				
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022 (Sin obras de 500 kV)*	Proyectos de transmisión por aumento de demanda	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga - Central - Daule. Operación 500 kV	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022
2012	108,48	-	-	108,48
2013	155,99	-	87,96	243,95
2014	176,24	17,84	311,24	505,32
2015	14,79	57,02	117,59	189,41
2016	36,27	30,92	59,57	126,76
2017	29,00	12,52	-	41,52
2018	29,32	8,16	-	37,48
2019	-	7,74	-	7,74
2020	-	4,69	-	4,69
2021	-	0,94	-	0,94
2022	-	-	-	-
Total	550,10	139,83	576,36	1.266,30

Fuente: CELEC EP

(*) Estimación marzo 2012

Estas cifras son una estimación del requerimiento presupuestario global de las inversiones en cada uno de los años del periodo del Plan.

La figura No. 3.29 muestra gráficamente los valores indicados.



Fuente: CELEC EP

FIG. No. 3.29: INVERSIONES REQUERIDAS EN EL PET 2013 - 2022 (MUSD)

Es necesario tener en cuenta que el flujo real de fondos necesarios para que el transmisor ejecute los proyectos de transmisión, demanda en la mayoría de los casos de cronogramas plurianuales con periodos de entre 2 y 3 años.



3. Expansión de la Transmisión

Considerando las inversiones reales en obras en ejecución realizadas por el transmisor, así como las obras relacionadas a la nueva demanda, y las del sistema de transmisión de 500 kV, en la tabla No. 3.45 se presenta el flujo de fondos necesario para la realización del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022.

TABLA No. 3.45: FLUJOS FINANCIEROS PET 2013 - 2022

Flujos Financieros 2012 – 2022 (MUSD)				
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022 (Sin obras de 500 kV)*	Proyectos de transmisión por aumento de demanda	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga - Central - Daule. Operación 500 kV	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022
2012	156,63	-	22,37	179,00
2013	109,10	-	65,06	174,15
2014	93,94	17,84	311,24	423,02
2015	51,28	57,02	117,59	225,89
2016	29,47	30,92	59,57	119,97
2017	28,09	12,52	-	40,61
2018	21,53	8,16	-	29,69
2019	-	7,74	-	7,74
2020	-	4,69	-	4,69
2021	-	0,94	-	0,94
2022	-	-	-	-
Total	490,03	139,83	575,83	1.205,69

Fuente: CELEC EP

(*) Estimación marzo 2012

Cabe indicar que, si bien los planes de expansión de transmisión cubren un periodo de 10 años de análisis, su elaboración se inicia dos años antes de que empiece el periodo, razón por la cual el estudio de las condiciones de operación del Sistema, considerando las obras de transmisión y generación en ejecución de los dos años previos, es una proyección realizada por el Transmisor y el Operador.

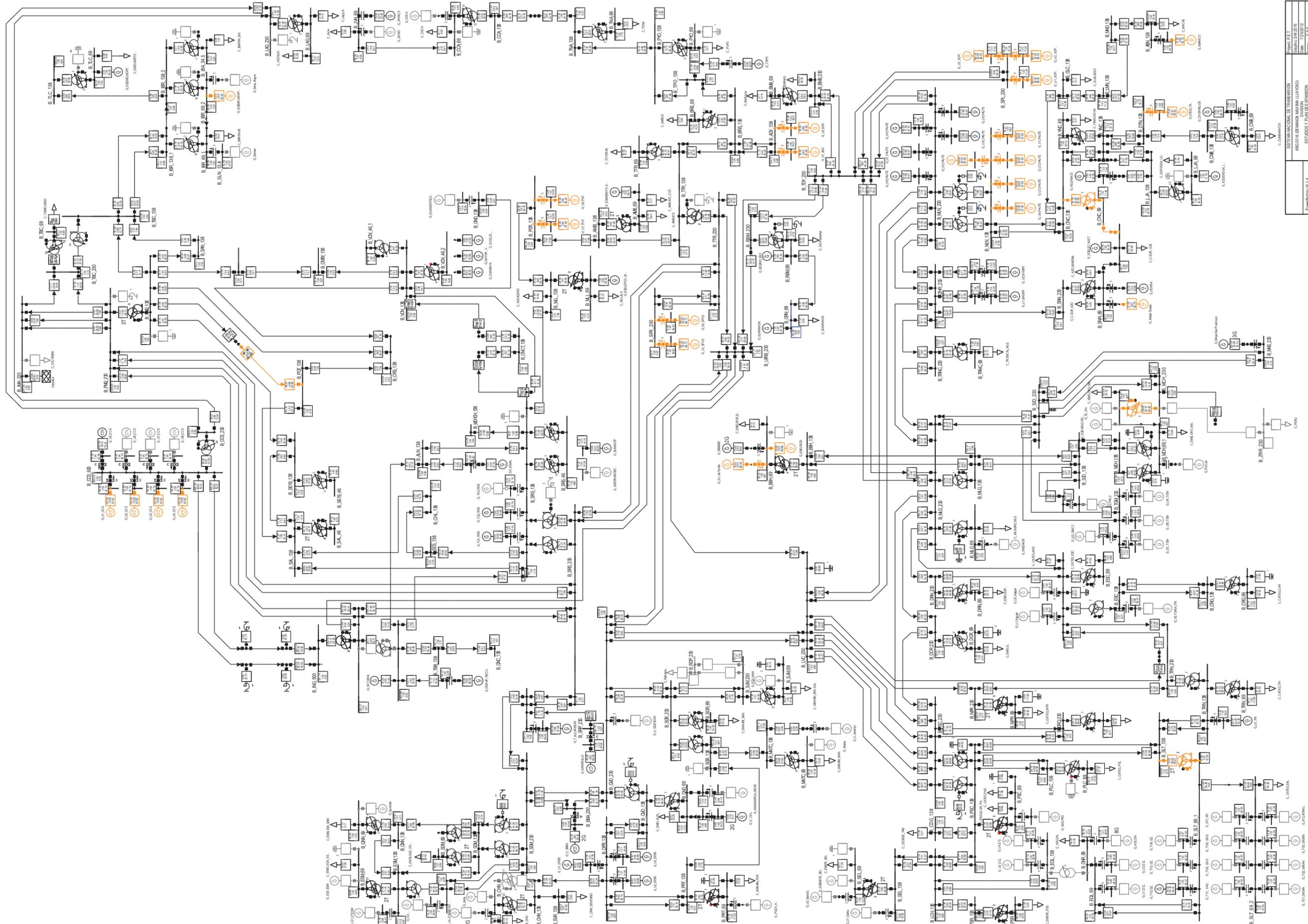
La no ejecución de los proyectos en los términos contenidos en este Plan generaría situaciones de riesgo para el Sistema Nacional de Transmisión, que podrían afectar a mediano plazo la calidad y la seguridad en el suministro de energía en el S.N.I.



3.1

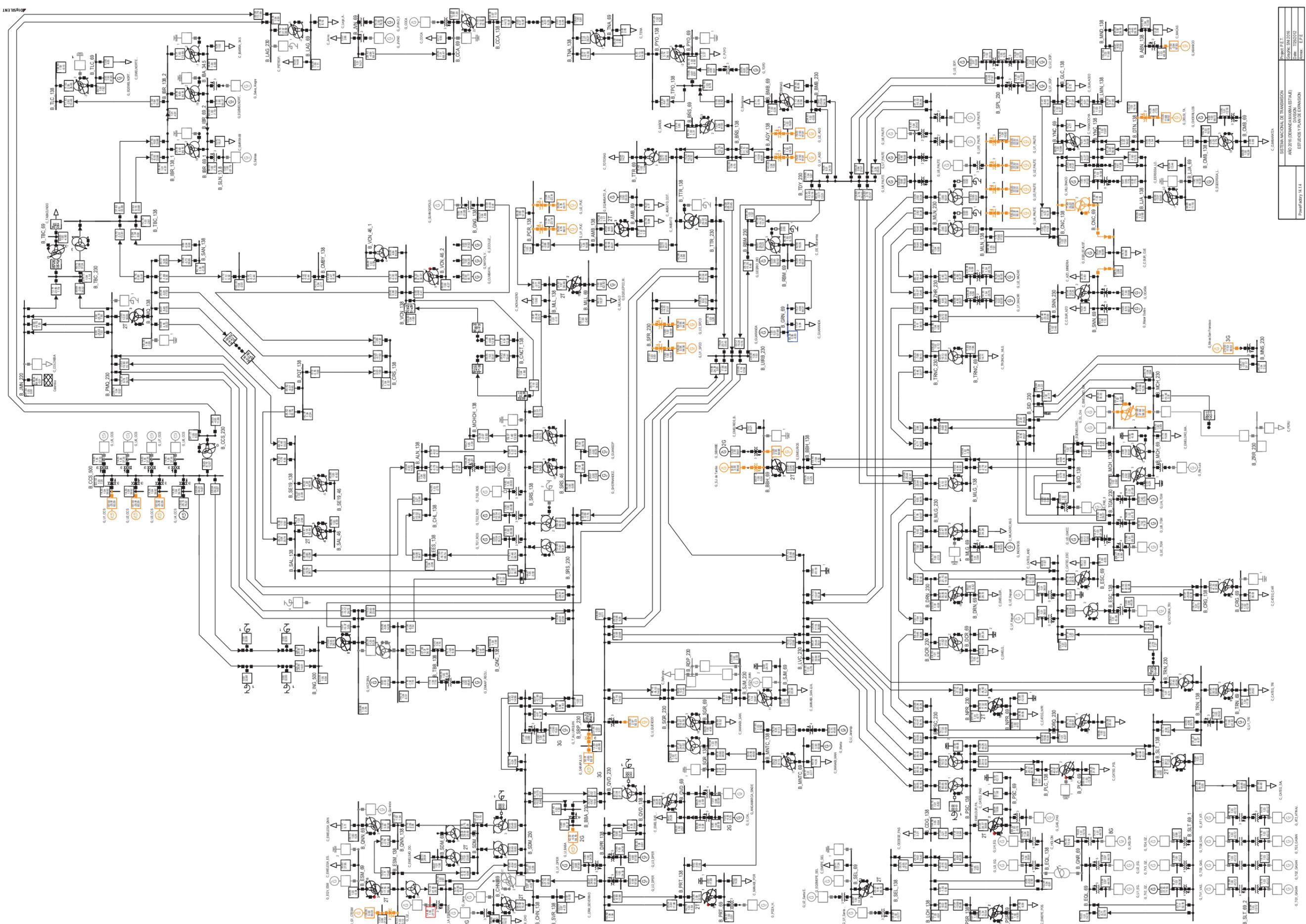
Anexo Flujos de Potencia (Demanda Máxima)

Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022
 Anexo 3.1: Flujos de Potencia (Demanda Máxima)



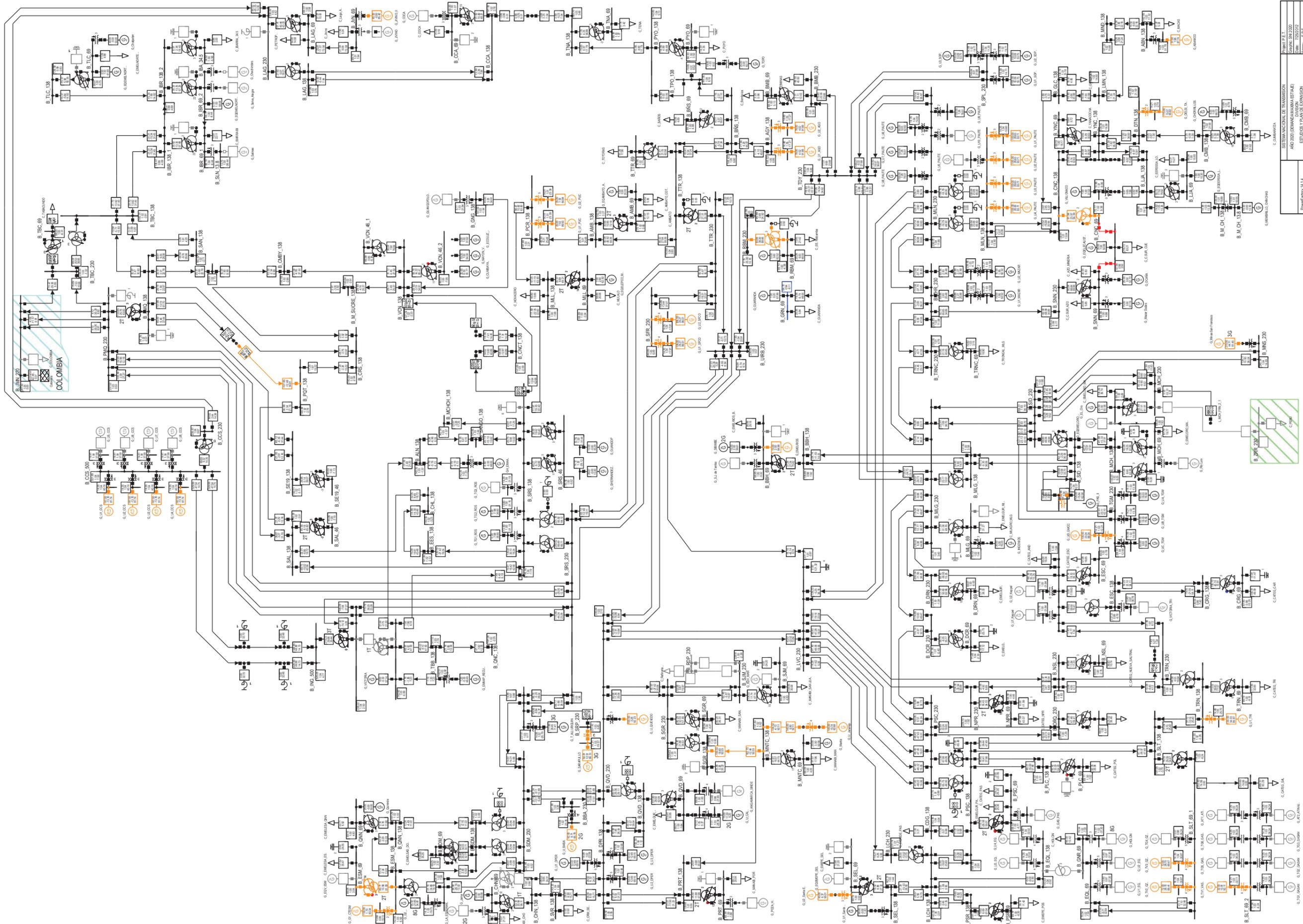
SISTEMAS NACIONAL DE TRANSMISION ANEXO 3.1: FLUJOS DE POTENCIA (DEMANDA MÁXIMA) ESTUDIO Y PLAN DE EXPANSION	P. 001 P.E.T. 03/03/2013 10:00 AM E.F.F.
---	---

Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022
 Anexo 3.1: Flujos de Potencia (Demanda Máxima)



Proyecto E.T.	ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION
Empresa S.A.	ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION
Fecha:	12/20/07
Autores:	E.F.E.

Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022
Anexo 3.1: Flujos de Potencia (Demanda Máxima)



PROYECTO	ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION
ANEXO	ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION
FECHA	14/11/14

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
ANEXO 3.1: FLUJOS DE POTENCIA (DEMANDA MÁXIMA)
ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION

PROYECTO	ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION
ANEXO	ESTADOS Y PLAN DE EXPANSION
FECHA	14/11/14

3.2

Anexo Diagramas del SNT

4

Expansión de la Distribución

Expansión de la Distribución 4

4.1. Introducción

Este capítulo presenta planes de inversión para su realización en el corto plazo, como resultado de la planificación anual que realizan las empresas de distribución; con el propósito de mejorar esta tarea, se presenta una propuesta para iniciar un proceso integral de planificación de la distribución en el país, actividad que en el futuro podrá producir planes de corto, mediano y largo plazo, incorporando criterios en los cuales se puedan evidenciar los resultados, posibles alternativas e indicadores; entre otras cosas, y que además permitan evaluar y calificar la importancia de cada una de los planes propuestos, así como los resultados alcanzados.

Más allá del modelo utilizado, se puede evidenciar que los datos que servirán de base para el desarrollo de los procesos sistemáticos y ordenados de planificación, se encuentran en etapa de recopilación y/o actualización, principalmente lo relacionado al empleo de las herramientas que implementa el Proyecto SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica), los cuales se convertirán en el sistema fundamental y fuente de información que sustentará las mejoras, desarrollo e incorporación de la planificación de los sistemas de distribución en el país.

En el capítulo se presentan los planes que, producto de los análisis y estudios realizados se consideran prioritarios por las distribuidoras y su desarrollo se justifica en el corto plazo; por otra parte, se muestra una orientación hacia donde enfocar las acciones de la planificación de la distribución, considerando procesos debidamente estructurados y normalizados que se desarrollarán para su aplicación a nivel nacional, y considerando los distintos grados de mejoramiento que presenten las empresas de distribución.

4.2. Antecedentes

La distribución de energía en el país se inició en 1897, en la ciudad de Loja, con la empresa “Luz y Fuerza”, y luego se incorporaron paulatinamente otras empresas en las ciudades de Quito, Cuenca, Guayaquil, Riobamba, entre otras. En 1940, el servicio de energía eléctrica fue adjudicado a las municipalidades, hasta que en 1961, mediante Decreto de Ley de Emergencia No. 24 de 23 de mayo del mismo año, se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, cuya responsabilidad fue integrar el sistema eléctrico nacional y elaborar el Plan Nacional de Electrificación.

De acuerdo a la Ley Básica de Electrificación, el INECEL se encargó de las obras de distribución; sin embargo, debido a que el Estado ya no disponía de recursos para la inversión de nuevos proyectos, se promovió la privatización del sector eléctrico y el desarrollo del modelo del Mercado Eléctrico Mayorista que fueron impulsados en toda América Latina desde 1990, lo que provocó la terminación de la vida jurídica de este Instituto, el 31 de marzo de 1999. Se esperaba que con este modelo el sector privado realice las inversiones en generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.



El 10 de octubre de 1996, se publicó La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE que reformó el sector, con participación del Estado y abriéndolo a la privatización y a la competencia, con la creación de un modelo basado en el Mercado Eléctrico Mayorista, como paso previo a la privatización.

La LRSE creó el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, como ente regulador, planificador y controlador del sector eléctrico y el Centro Nacional de Control de Energía CENACE, como administrador de transacciones técnicas y financieras del mercado eléctrico mayorista.

En el 2008, se aprobó la nueva Constitución de la República del Ecuador, en la que se definió al sector eléctrico como un sector estratégico y con la expedición de los Mandatos Constituyentes Nos. 9 y 15, se inició una reestructuración del sector eléctrico, con los objetivos de tener un mercado verticalmente integrado donde el Estado es el propietario único, durante este proceso, el Fondo de Solidaridad termina sus funciones en el 2009, las acciones de las empresas de generación, transmisión y distribución fueron transferidas al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER (creado por Decreto Ejecutivo en el 2007), el cual se constituyó en el principal accionista de las mismas; mientras tanto, el CONELEC sigue cumpliendo su rol de ente regulador, planificador y de control del sector eléctrico.

En el 2009, el Ecuador contaba con 20 empresas de distribución, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15 y con la reestructuración del sector eléctrico, se constituyeron 11 empresas y los planes de inversión pasaron a ser financiados con recursos del Presupuesto General del Estado.

Por otra parte, la decisión de trasladar al MEER las acciones, futuras capitalizaciones de las empresas eléctricas del Fondo de Solidaridad y facultar las acciones correspondientes para fusionar, disolver o reestructurar las empresas eléctricas con fines de mejoramiento en los aspectos técnicos administrativos y de operación, dio paso a la creación de la Corporación Nacional de Electricidad, CNEL, en el 2009, la cual agrupó a las diez empresas con los más bajos índices de gestión. En la actualidad, la CNEL se encuentra asumiendo paulatinamente las tareas administrativas y técnicas, e implementando procesos que permitan unificar todas las actividades e indicadores de las regionales que tenían limitaciones de distinto orden.

Las 11 empresas de distribución están conformadas por: diez empresas eléctricas y la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, que reúne a diez unidades de negocio; de acuerdo a lo expuesto en la tabla No. 4.1, en la cual se exponen los principales datos de dichas empresas.



TABLA No. 4.1: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

DENOMINACIÓN	EMPRESA	PROVINCIAS SERVIDAS	ÁREA DE CONCESIÓN (km ²)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	Bolívar	Bolívar	3.997
	El Oro	El Oro, Azuay	6.745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
	Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4.059
	Manabí	Manabí	16.865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6.175
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6.774
	Sto. Domingo	Sto. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6.574
	Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40.805
	Azogues	Cañar	1.187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
	Galápagos	Galápagos	7.942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11.979
	Quito	Pichincha, Napo	14.971
	Riobamba	Chimborazo	5.940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22.721
	Pública de Guayaquil EP	Guayas	1.104

4.3. Diagnóstico

Para atender los nuevos retos que el Estado se ha propuesto en el desarrollo del sector eléctrico, se presenta un diagnóstico de los sistemas de distribución en el que se considera la gestión, inversión, indicadores de desempeño, demanda eléctrica, tecnologías de desarrollo de sistemas de distribución, software especializado, recursos humanos, y sobre todo el cumplimiento de las políticas de estado; este análisis es importante desde el punto de vista de las necesidades de las empresas de distribución ya que el mismo presenta de forma general las acciones que a futuro deben ser consideradas para su mejora con la ejecución de los planes de inversión.

4.3.1 Legislación, regulación, normas y políticas aplicables a los sistemas de distribución

Una vez declarado el sector eléctrico como estratégico en la máxima Ley del Estado, así como la política emitida para los sectores estratégicos a través del Plan Nacional para el Buen Vivir, las agendas sectoriales y los mandatos constituyentes, en esta sección se hace una rápida descripción de la normativa.

4.3.1.1 Mandato Constituyente No. 15

Expedido el 23 de julio de 2008, mismo que estableció una serie de acciones inmediatas de aplicación para las empresas de distribución, entre las cuales se destacan:

- El establecimiento de una tarifa única.
- La eliminación del concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación.
- La eliminación, en los costos de transmisión y distribución, de los componentes de inversión para la expansión.
- Las inversiones necesarias en generación, transmisión y distribución serán financiadas desde el Presupuesto General del Estado.
- Las diferencias entre la tarifa establecida por el CONELEC y los costos de generación, transmisión y distribución deben ser cubiertas mensualmente por el Ministerio de Finanzas.
- El Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, será financiado con recursos del Presupuesto General del Estado, incluyendo el alumbrado público.
- Adicionalmente, con el objeto de establecer un manejo eficaz y eficiente del sector eléctrico, se dispuso el proceso de reestructuración de las empresas eléctricas.

Con la expedición de este Mandato se dispuso que todas las inversiones para la expansión de los sistemas de distribución sean financiadas directamente desde el Presupuesto General del Estado.

4.3.1.2 Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013

Desarrollado por la Secretaria Nacional de Planificación, SENPLADES, del cual se emiten, los siguientes objetivos y políticas:

Política 1.8 b: “Desarrollar iniciativas intersectoriales articuladas para la prestación de servicios públicos que promuevan la equidad territorial y los derechos de la población rural, así como la inclusión social y económica de poblaciones con discriminaciones múltiples”

Política 1.9 c: “Jerarquizar adecuadamente y mejorar los servicios relacionados con..., energía y comunicación, respondiendo a las necesidades diferenciales de la población”.

- Meta 4.3.4: Alcanzar el 97% de las viviendas con servicio eléctrico hasta el 2013.
- Meta 4.3.5: Alcanzar el 98% de las viviendas en zona urbana con servicio eléctrico hasta el 2013.
- Meta 4.3.6: Alcanzar el 96% de las viviendas zona rural con servicio eléctrico hasta el 2013.
- Meta 12.5.1: Aumentar, al menos, a 7 la percepción de calidad de los servicios públicos al 2013.
- Meta 12.6.1: Disminuir al 11% las pérdidas de electricidad en distribución hasta el 2013.



Todo lo antes expuesto, se enmarca en la decisión del Gobierno Nacional que ha propuesto mejorar la distribución de energía, mediante el incremento de la cobertura, la disminución de las pérdidas y el mejoramiento de la gestión de las empresas de distribución, para así garantizar calidad del servicio eléctrico y la satisfacción del cliente.

4.3.1.3 Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

Mediante Decreto Ejecutivo No. 796, de 10 de noviembre de 2005, se expidió el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro de Electricidad, para adaptarse a la nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Entre las principales responsabilidades asignadas a las empresas encargadas de la prestación del servicio eléctrico se establece:

“El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión, de acuerdo a estas normas y mantener el suministro de energía y la atención al consumidor, dentro de los límites de calidad previstos en la regulación correspondiente”;

“Los distribuidores deberán proporcionar el servicio dentro de los niveles de calidad exigidos en la regulación pertinente, para lo cual adecuarán sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales”.

Los puntos a considerar son la calidad del producto, la calidad del servicio técnico y la calidad del servicio comercial; para lo cual se establece que en el caso de nuevos servicios, los distribuidores deben brindar el servicio a todos los consumidores que lo requieran, siempre y cuando se encuentren dentro de su área de concesión.

Así mismo, para efectos de supervisión y control, las empresas distribuidoras deben recopilar, procesar y almacenar toda la información relacionada a la distribución y presentarla al CONELEC, siendo este el encargado de dictaminar las sanciones correspondientes en caso de incumplimiento.

4.3.1.4 Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas – Cálculo del VAD

El objetivo es establecer las normas y procedimientos para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final; dentro de la metodología se definen los diferentes componentes de costos, entre los cuales se encuentra el Valor Agregado de Distribución, VAD, el cual será obtenido para los niveles de subtransmisión, media y baja tensión, que tiene componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

4.3.1.5 Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas

En este Reglamento se establecen los procedimientos y medidas a aplicar en el sector eléctrico ecuatoriano para que todas las actividades eléctricas contemplen, en cada una de sus etapas, los impactos ambientales negativos producidos; para que éstos se prevengan, controlen, reduzcan y/o compensen.

4.3.1.6 Regulaciones relacionadas con los sistemas de distribución

A continuación se detallan las Regulaciones de mayor aplicación en los sistemas de distribución:

TABLA No. 4.2: REGULACIONES APLICABLES PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

REGULACIONES	OBJETIVOS	INDICADORES
No. CONELEC 009/00 "Índices de Gestión para Elaboración de Pliegos Tarifarios"	Establecer los índices de gestión a aplicarse para la elaboración de los pliegos tarifarios que entraron en vigencia en el 2000.	Activos en servicio Gastos de Operación y Mantenimiento Pérdidas eléctricas
No. CONELEC 004/01 "Calidad del Servicio de Distribución"	Las empresas distribuidoras deben prestar el servicio de energía eléctrica a todos los usuarios que se encuentren dentro de su área de concesión dentro de los niveles de calidad establecidos, bajo la supervisión y control de CONELEC, considerando la calidad del servicio: calidad del producto, calidad del servicio técnico y la calidad del servicio comercial.	Calidad del producto: • Voltaje • Perturbaciones • Flicker • Factor de Potencia Calidad del servicio técnico: • Frecuencia de interrupción y, • Duración total de las interrupciones. Calidad del servicio comercial
No. CONELEC 008/08 "Procedimientos para Presentar, Calificar, Priorizar y Aprobar los Proyectos FERUM"	Establecer el procedimiento que permita al CONELEC pre asignar recursos, calificar y aprobar los proyectos a ser financiados por el Fondo de Electrificación Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM, que presenten las empresas distribuidoras y la elaboración del programa anual.	Número de proyectos aprobados de los planes de inversión presentados al CONELEC, por las empresas distribuidoras, que se ubican en las áreas rurales y urbano-marginales y cumplen con la normativa indicada y el Mandato Constituyente No.15.
No. CONELEC 012/08 "Procedimientos para la Atención de Reclamos de los Consumidores de Empresas Eléctricas de Distribución"	Establecer los procedimientos que deben seguir las empresas distribuidoras para atender los reclamos de los consumidores.	<u>Reclamos:</u> Técnicos Comerciales Daños en los equipos Los cuales se miden en tiempos de atención de los reclamos indicados por los clientes.
No. CONELEC 013/08 "Regulación Complementaria N° 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15"	Establece, en su Capítulo VIII que la planificación de la expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas distribuidoras, el cual debe ser llevado a cabo con un horizonte de planificación de 10 (diez) años. Dichos planes de expansión deben contemplar el crecimiento de la demanda, de manera de brindar el servicio de energía eléctrica con la calidad requerida, acatando las regulaciones vigentes al respecto.	Número de distribuidoras que presentan sus planes antes del 31 de marzo de cada año, para ser sometido a revisión, calificación y aprobación por parte del CONELEC.
No. CONELEC 008/11 "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General"	<i>Establece que el alumbrado público "comprende las actividades de: administración, operación, mantenimiento, modernización reposición y expansión del sistema de alumbrado público general"</i> incluyendo dentro de este servicio los consumos de energía del alumbrado general, ornamental, sistemas de semaforización, de seguridad y alumbrado intervenido.	Número de distribuidoras que presentan en el plazo establecido los planes de alumbrado público.
No. CONELEC 005/09 "Procedimientos para el seguimiento y evaluación de los planes de inversión de las entidades de distribución de energía eléctrica"	Establece que el CONELEC es el "encargado de realizar la aprobación de los Planes de Expansión y Mejoras y de los Planes de Electrificación Rural y Urbano Marginal. Además, dentro del proceso de ejecución de estos planes, realizará la supervisión a los mismos.	Avance de los proyectos aprobados de los Planes y Programas de inversión de los sistemas de distribución, así como realizar su seguimiento y control.

En este contexto de la aplicación normativa vigente se observa:

- La planificación de la expansión de los sistemas de distribución se ha adaptado conforme los lineamientos técnicos y económicos de los últimos años, resultando procesos poco eficientes y con ausencia de una planificación completa e integral. En la actualidad, es necesario desarrollar una norma específica relacionada con la planificación de la distribución.
- Con la expedición de la Regulación No. CONELEC 013/08, se da un paso hacia la normalización del proceso de planificación, al establecer la responsabilidad de las distribuidoras sobre los planes de expansión y los plazos para la aprobación de dichos planes. Con base a las experiencias de los últimos



años, es necesario perfeccionar un proceso de acompañamiento durante la etapa de planificación de las distribuidoras con el objeto de garantizar el cumplimiento en los plazos de entrega de información y garantizar que los 30 días establecidos por la regulación sea optimizado, considerando el número de distribuidoras así como la información a revisar y evaluar.

- En el Mandato Constituyente No. 15 se elimina de la tarifa, el componente de inversión para la expansión de los sistemas de distribución y el FERUM; esta medida ha llevado a que las empresas tomen acciones para alcanzar su eficiencia, ya que en la actualidad las inversiones para la expansión del sistema de distribución son financiadas desde el Presupuesto General del Estado, PGE, lo cual hace que las mismas deban competir con otras necesidades prioritarias de la comunidad; en este sentido, es necesario que los planes cuenten con indicadores de resultado que garanticen la obtención de las asignaciones adecuadas, considerando que el aprovisionamiento de electricidad constituye un eje transversal sobre el cual se desarrollan todas las actividades que permitan alcanzar el buen vivir.

4.3.1.7 *Proyectos, programas y planes de inversión*

El MEER y el CONELEC a través de las empresas distribuidoras impulsan los instrumentos legales, normativos y proyectos dirigidos a desarrollar el sector eléctrico y en particular a ordenar la gestión de las distribuidoras, con énfasis principal en la reducción de pérdidas de energía, mejorar la calidad de servicio y ampliar la cobertura; es así que se han diseñado programas de inversión relacionados con la Reducción de Pérdidas de Energía, PLANREP, mejora de calidad de servicio, Plan de Mejoramiento de la Distribución, PMD, y aumento de cobertura, Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal, FERUM, los cuales son actualmente planificados y financiados desde el Presupuesto General del Estado y administrados por el MEER.

• **Sistema Integrado para mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE**

El MEER ha impulsado el proyecto llamado Sistema Integrado para Mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE, con el cual se busca fortalecer la gestión de las empresas de distribución, implementando sistemas de clase mundial que cumplan condiciones de gestión integrada; prácticas de gobierno corporativo; criterios empresariales económicos, sociales y ambientales; y, responsabilidad social empresarial que permitan una mejor gestión operativa y de planificación, mediante la programación operativa de expansión, gestión de activos, homologación de procesos, sistemas de información, estandarización y la interoperabilidad entre los distintos sistemas, equipos y dispositivos.

El objetivo del SIGDE es dotar de sistemas de información confiable, que permitan sentar bases para iniciar con la planificación a mediano y largo plazo, de tal forma que se puedan tomar decisiones que sean implementadas en el corto plazo, lo cual permitirá dar el debido sustento a los planes e incluir metas alcanzables de acuerdo al horizonte de planificación.

De acuerdo a la organización actual de la actividad de las empresas de distribución, se puede observar que cada distribuidora, tiene su propia entidad y están caracterizadas por una razonable autosuficiencia en la gestión sujeta al control del CONELEC. La Corporación Nacional de Electricidad, CNEL, tiene actualmente una función de tipo administrativa y de coordinación para los aspectos técnicos que se realiza en cada una de las unidades de negocio, su carácter es de tipo gerencial; así mismo, se pueden identificar deficiencias en la organización como reflejo de los insuficientes recursos humanos capacitados en la mayoría de las áreas, que no permite lograr una gestión aceptable, por lo que las inversiones que el Estado realiza tanto en equipamiento, requerimientos de infraestructura, tecnologías de información y demás, no serán suficientes para alcanzar los resultados esperados.

Las empresas de distribución, en general cuentan con un área de planificación (gerencia, departamento, dirección) o un área específica, solo en el caso de algunas empresas pequeñas se ha observado que esto no se cumple, por la carencia de organización y capacidades requeridas para este tipo de actividad. Sin embargo, estas áreas están centradas en determinar un plan de obras a nivel de subtransmisión considerando su vinculación con la red de transmisión, lo cual limita que la red de distribución sea mínimamente evaluada por lo que solamente se realiza



una proyección de las necesidades de inversión en el corto plazo, es decir solo se consolidan listados de obras que son producto de las necesidades emergentes.

Con los actuales procesos de planificación, el desarrollo de los planes de inversión está enfocado a mejorar indicadores específicos de la situación de la distribución lo que causa en muchos casos que se realicen acciones temporales que no están alineadas a una planificación de mediano y largo plazo.

Los planes de inversión que actualmente son ejecutados, en su mayoría no cumplen con una planificación integral del sector, los mismos que mejoran ciertos indicadores que no necesariamente reflejan el desempeño general en los sistemas de distribución así como de la empresa encargada de su gestión.

4.3.1.8 Manejo de la información, herramientas

Las empresas distribuidoras han adoptado diferentes sistemas informáticos con diversos estándares, ocasionando en la mayoría de empresas una subutilización de los recursos de información que permitan una buena gestión del suministro de electricidad para sus clientes, dado que sus procesos no son totalmente integrados entre sí, más bien en algunos casos la distribución tiene un gran divorcio entre los diferentes sistemas (comercialización, financieros, talento humano, entre otros), dejando ver que además no responden a una estrategia de planificación; es decir, en su gran mayoría se usan para realizar una gestión operativa.

En este sentido, el proyecto SIGDE considerado como de alto interés, tiene un avance lento debido a que en muchos casos las ED's, no contaban en general con información que aporte en la obtención de parámetros e índices para la planificación, razón por la cual en su gran mayoría las empresas empezaron con la actualización masiva enfocada principalmente en actividades como levantamiento catastral y parámetros técnicos de las redes existentes.

El objetivo del SIGDE es dotar a las empresas de distribución de sistemas de información homologados que permitan sentar bases para iniciar con la planificación a mediano y largo plazo, así como tomar decisiones que puedan ser implementadas en el corto plazo lo cual permitirá dar el debido sustento a los planes e incluir metas alcanzables en el mediano y largo plazo.

Conjuntamente con la implementación del modelo SIGDE las distribuidoras deben considerar la homologación de sistemas financieros y de recursos humanos, que puedan brindar agilidad en la transferencia de información y un alto nivel de competencia en su recurso humano.

4.3.1.9 Análisis técnico, flujos de carga

En la actualidad, las distribuidoras paulatinamente están incorporando herramientas informáticas para el análisis técnico; en algunas ocasiones únicamente se registra información de las mediciones que realizan mediante contadores bidireccionales instalados en las cabeceras de los alimentadores.

La gestión técnica del sistema de distribución permite operar y mejorar el desempeño del sistema, para este fin se requiere el desarrollo de un conjunto de tareas, muchas de las cuales tienen relación con los estudios y análisis técnicos necesarios para el planeamiento de la expansión, que en la actualidad no se desarrollan al interior de las distribuidoras, excepto en casos puntuales relacionados a los estudios de subtransmisión.

En las empresas distribuidoras se realizan estudios de pérdidas técnicas a nivel de medio voltaje basados en datos sistematizados de las redes, mediciones de potencia de salida de alimentadores, y en ciertos casos de minimización de pérdidas, generalmente son de tipo operativo de corto plazo, es decir, para uno o dos años. Con esta consideración los estudios técnicos deberían implementarse sobre la base de una normalización metodológica, esto podrá conseguirse una vez que se haya concluido la implementación de los sistemas SIG, SCADA, CIS, Análisis Técnicos, DMS, OMS, AMI y otros, que son impulsados por el proyecto SIGDE.



El uso de las herramientas dotadas por el programa SIGDE, permitirá sustentar los indicadores de los programas de inversión de distribución, a través de los estudios que se desarrollen, en el corto, mediano y largo plazo.

4.3.1.10 *Talento Humano*

En general, las distribuidoras cuentan con talento humano suficiente; sin embargo, se observa escasez de personal debidamente formado y capacitado en las distintas actividades, tanto técnicas como administrativas y peor aún en las relacionadas con el área de planificación y recursos tecnológicos.¹

En la mayoría de empresas, principalmente en las que se encuentran en el grupo de la CNEL, se aprecia una alta rotación del recurso humano, lo cual provoca retrasos y deficiencias en las actividades propias de las distribuidoras.

Como fundamento en las consideraciones de la planificación de la distribución, está el cumplimiento de las políticas gubernamentales a través del PNBV, cumplimiento de la calidad del servicio de electricidad, índices de cobertura de electrificación, socialización del impacto ambiental, eficiencia energética, todas estas son razones por las cuales todos los sistemas de información deben estar vinculados entre sí, ya que es el único mecanismo para atender con calidad y eficiencia a los usuarios de los sistemas de distribución. El manejo oportuno de la información, el compromiso de servicio en cada uno de los servidores, llevarán a mejorar los índices de servicios comerciales y técnicos apoyados en plataformas de manejo de la información.

4.3.1.11 *Planificación Estratégica*

El sector se enfrenta a grandes cambios producto de presiones internas y externas, lo que obliga casi en forma inmediata a buscar respuestas para mejorar la eficiencia de las empresas y poder atender la demanda de la sociedad que exige calidad, continuidad, universalidad y equidad.

La planeación o planificación es “El proceso que permite la identificación de oportunidades de mejoramiento en la operación de la organización con base en la técnica, así como el establecimiento formal de planes o proyectos para el aprovechamiento integral de dichas oportunidades”. En ésta se declara la visión y la misión de la empresa, se analiza su situación interna y externa, se establecen los objetivos generales, y se formulan las estrategias y planes estratégicos necesarios para alcanzar dichos objetivos.

La planificación toma en cuenta a la empresa en su totalidad, ésta debe ser realizada por los directivos de la empresa y ser proyectada a largo plazo, teóricamente para un periodo de 5 a 10 años, aunque en la práctica, hoy en día se suele realizar para un periodo de 3 a un máximo de 5 años, esto debido a los cambios constantes principalmente en el ámbito político administrativo, sobre la base de la planeación se elaboran los demás planes de la empresa, tanto tácticos como operativos.

Adicionalmente, la planificación es móvil y flexible, cada cierto tiempo se debe analizar y hacer los cambios que fueran necesarios. Asimismo, es un proceso interactivo que involucra a todos los miembros de la empresa, los cuales deben estar comprometidos con la planificación y motivados en alcanzar los objetivos.

4.4. **Justificación**

Es conocido que la mayor parte de las pérdidas de energía y las fallas más frecuentes se producen en las redes de distribución, en consecuencia, la imagen que se proyecta a los usuarios del servicio eléctrico por parte de las empresas distribuidoras, se encuentra condicionada al servicio recibido. Al cliente final de poco le sirve la alta confiabilidad en los sistemas de transmisión si el servicio eléctrico que recibe se encuentra deteriorado, principalmente debido a la baja confiabilidad en la infraestructura que se encuentra próxima a sus viviendas.

¹ Consultoría para el Estudio de la Planificación de la Distribución, Informe 1: Análisis de la Gestión de las Distribuidoras en cuanto a las Actividades de Planificación de la Expansión.



El Plan Nacional para el Buen Vivir establece requisitos específicos que deben ser atendidos por las empresas de distribución, entre los que destacan:

- Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable; Objetivo 4.
- Alcanzar el 97% de las viviendas con servicio eléctrico hasta el 2013; Meta 4.3.4.
- Construir un Estado democrático para el Buen Vivir; Objetivo 12.
- Fomentar un servicio público eficiente y competente; Política 12.4.
- Promover la gestión de servicios públicos de calidad, oportunos, continuos y de amplia cobertura y fortalecer los mecanismos de regulación; Política 12.5.
- Mejorar la gestión de las empresas públicas y fortalecer los mecanismos de regulación; Política 12.6.
- Disminuir a 11% las pérdidas de electricidad en distribución hasta el 2013; Meta 12.6.1.
- Impulsar la planificación descentralizada y participativa, con enfoque de derechos; Política 12.7.

Todas estas razones, justifican la importancia de mejorar la planificación de los sistemas de distribución a través de procesos debidamente estructurados y estandarizados, de manera que puedan ser implementados en el corto plazo en todas las empresas del país.

4.5. Objetivos

4.5.1 Objetivo general

Presentar un plan de expansión de los sistemas de distribución en concordancia con los objetivos y metas propuestos en el Plan Nacional para el Buen Vivir y promueva el cambio en la matriz energética, considerando que la prestación del servicio público y estratégico de energía eléctrica se basa en la eficiencia, eficacia y calidez, estableciendo criterios de planificación para lograr que dichos sistemas cumplan con sus funciones a un mínimo costo de inversión para expansión, reducción de pérdidas y operación.

4.5.2 Objetivos específicos

- Articular el marco legal adecuado que permita dar seguridad jurídica, financiera y facilidades institucionales a todos los actores, de manera que se inicie con el desarrollo de la planificación para la expansión de los sistemas eléctricos de distribución en el país.
- Elaborar un plan de expansión de distribución concebido técnicamente, que permita identificar claramente donde realizar las inversiones necesarias para su construcción y el respectivo programa de ejecución.
- Identificar las normas necesarias que permitan iniciar la implementación del proceso de planificación de los sistemas eléctricos de distribución, de tal forma que se realice la expansión del sistema de distribución sea ordenada y sistemática, optimizando los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.
- Realizar un diagnóstico de la información existente en las empresas, como insumo de las herramientas informáticas homologadas e implementadas por el proyecto SIGDE, de tal forma que se pueda mantener una base actualizada para los procesos de planificación y formulación de proyectos y programas de inversión.



- Articular procesos y procedimientos para incorporar información geográfica con fines de desagregación de la demanda a nivel de unidad geográfica de tal forma que se pueda estudiar el comportamiento y evolución de los consumos.
- Utilizar los sistemas de información geográfica para establecer criterios que definan las microáreas en función de la densidad de la carga, una vez que se cuente con la información de demanda desagregada a nivel de zona geográfica.
- Establecer la necesidad de incorporar técnicas de planificación homologadas para desarrollar los sistemas de distribución, mismas que determinen resultados óptimos, contando con indicadores de resultado a mínimos costos y que maximicen los beneficios.
- Establecer criterios para la expansión de los sistemas de subtransmisión, tareas que se puedan realizar de manera conjunta, considerando áreas de servicio más amplias eliminando barreras de las áreas de concesión actuales, con un criterio de optimización de recursos.
- Promover el desarrollo continuo del talento humano (capacitación, formación académica, entre otros), mismo que constituye parte fundamental en el desarrollo de la planificación, así como el elemento indispensable para la implementación de todas las herramientas y procesos a corto, mediano y largo plazo, como factor de éxito.

4.6. Metas

En la cadena de suministro de energía eléctrica se distinguen tres etapas importantes, encargadas de realizar labores claras y definidas: la etapa de generación, se encarga de transformar la energía de diversas fuentes en energía eléctrica; la etapa de transmisión, encargada de transportar los bloques de energía desde los puntos de generación hacia los centros de consumo; y, la etapa de distribución, encargada de suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales y que se constituye en el segmento más cercano al cliente; esta etapa se encuentra en constante expansión debido a los cambios en la demanda de los consumidores y/o principalmente a nuevos asentamientos urbanos y rurales que constantemente se desarrollan en las áreas de servicio de las empresas de distribución.

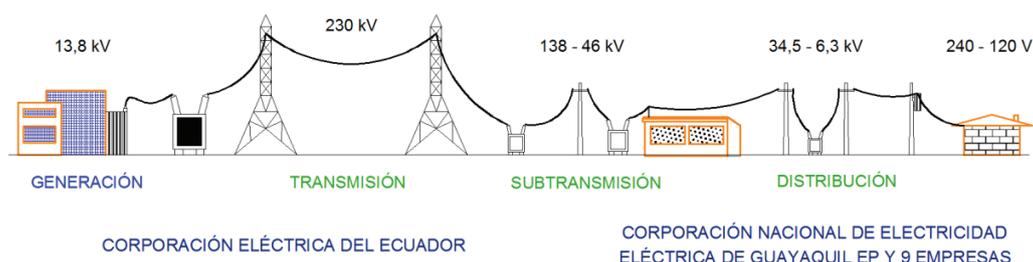


FIG. No. 4.1: ETAPAS DE LA CADENA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

A partir del 2008, con la expedición del Mandato Constituyente No. 9, se autorizó para que el Fondo de Solidaridad invierta los recursos patrimoniales en la capitalización de sus empresas eléctricas, mediante la ejecución de planes de inversión; para este objetivo se tomaría en cuenta la expansión, mejoramiento, ampliación de infraestructura física o nuevos proyectos.

Así mismo, el Mandato Constituyente No. 15 eliminó el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación y los componentes de inversión para la expansión de la distribución y transmisión de energía eléctrica, y dejó sin efecto el cobro del diez por ciento (10%) adicional en la categoría comercial e industrial a favor del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.

Por otra parte, todos los recursos requeridos para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, son cubiertos por el Estado, es decir, las obras relacionadas a la expansión de la distribución de energía, se realizan con recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, PGE.

Para mantener concordancia con lo antes indicado, mediante Resolución No.138/08, de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC 013/08, denominada “Regulación Complementaria No. 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15”. El numeral 30 de la citada regulación establece que la planificación de la expansión de los sistemas de distribución para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de calidad de servicio, será realizada obligatoriamente por la empresa encargada de la prestación del servicio público de distribución y comercialización, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, el citado plan formará parte del Plan Maestro de Electrificación.

El plan de expansión será remitido al CONELEC para fines de aprobación, hasta el 31 de marzo de cada año.

Bajo las condiciones establecidas a partir del 2008, para la elaboración del Plan de Expansión de Distribución, al interior de las empresas de distribución se realiza una planificación con una visión de corto plazo, en la cual se incluyen también algunas acciones de mediano y largo plazo; en este sentido, se han diseñado programas que consideran el mejoramiento en la gestión de las empresas de distribución, mejoras y expansión de la red de distribución y un plan dedicado exclusivamente a la disminución de las pérdidas de energía en todo el país.

La Expansión de la Distribución se compone de los siguientes planes:

Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD; cuyo objetivo es ampliar las redes de distribución con un enfoque en el mejoramiento de los índices de calidad de servicio eléctrico, y que en gran medida contribuyen al aumento de cobertura y la reducción de pérdidas de energía.

Si bien la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución tiene varios indicadores para medir la calidad del servicio, en la actualidad se establecieron metas, considerando tres aspectos importantes: disminución en los errores en facturación (PEF), frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMik) y tiempo medio por kVA instalado (TTIk).

Los indicadores se han establecido tomando en cuenta que en la actualidad las empresas de distribución, con la ayuda del proyecto SIGDE se encuentran incorporando herramientas, equipos, sistemas y demás infraestructura que en el corto plazo permita evaluar la calidad en el suministro y considerar todos los aspectos contenidos en la normativa vigente.

Con las consideraciones antes indicadas, las metas que han sido establecidas en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se presentan en la tabla No. 4.3, mismas que tienen el objeto de impulsar a las empresas a cumplir con aspectos de calidad del suministro que poseen incidencia directa sobre los usuarios finales.

TABLA No. 4.3: METAS PARA EL AÑO 2013, CALIDAD DEL SERVICIO

INDICADOR	META NACIONAL
FMik (veces)	10,16
TTIk (horas)	11,81
PEF (%)	1,00



4. Expansión de la Distribución

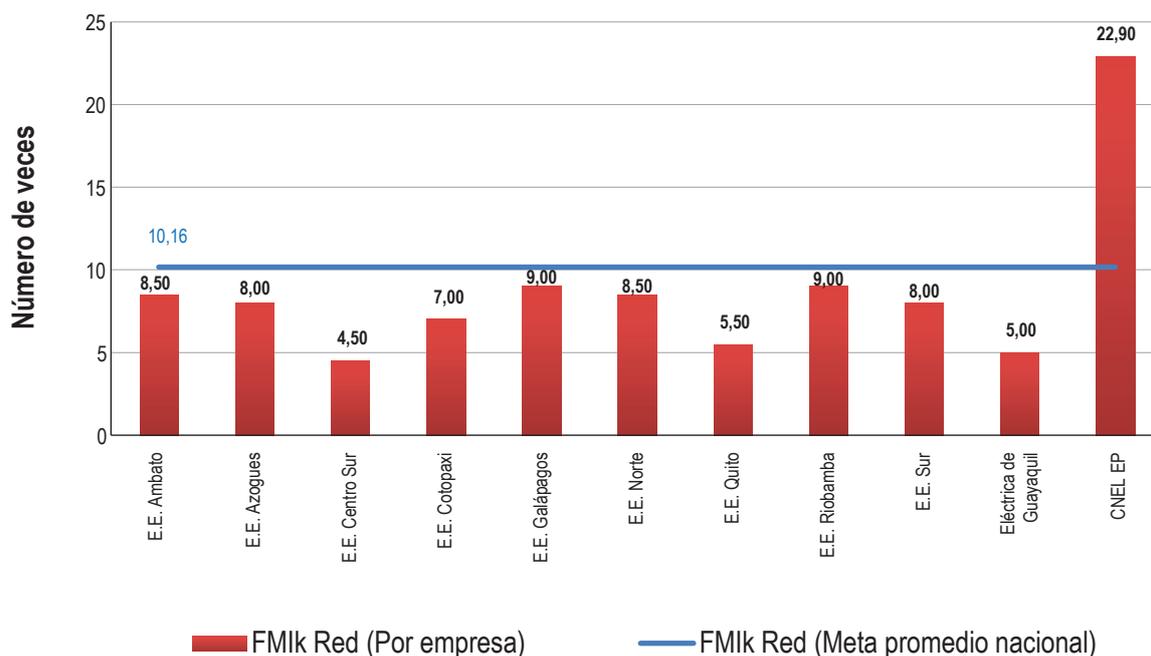


FIG. No. 4.2: METAS PARA LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, FMik

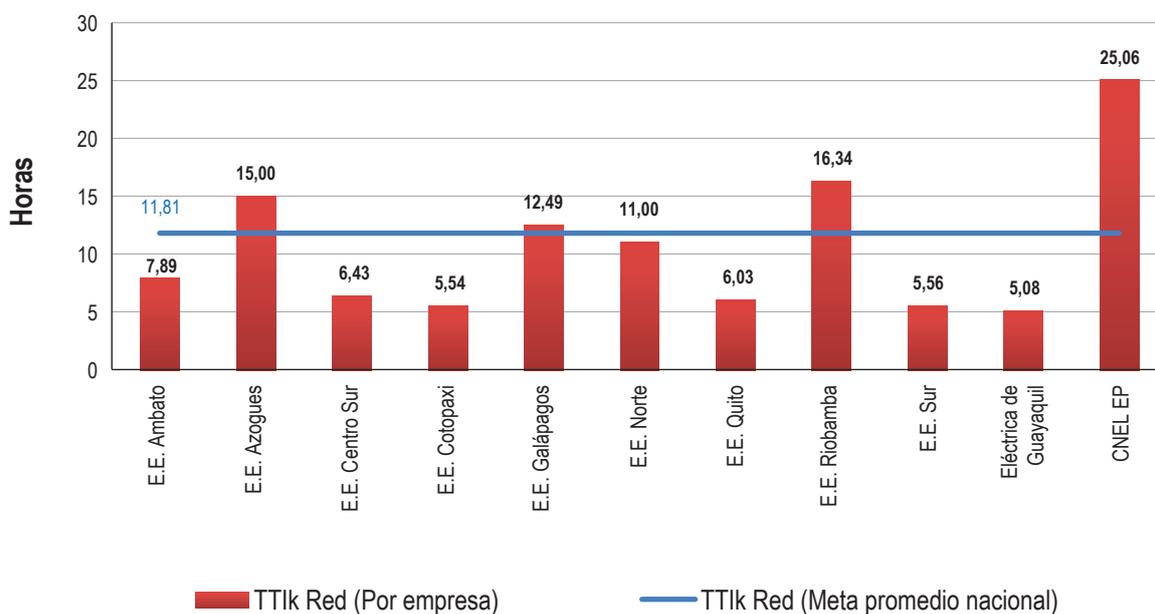


FIG. No. 4.3: METAS PARA EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, TTik

Las metas para la calidad del servicio en los años subsiguientes se establecerán, en función de los avances que se obtenga con la implementación del proyecto SIGDE, ya que como se indicó anteriormente, este proyecto se enfoca en dotar de herramientas y procedimientos para mejorar el sistema de distribución en su conjunto; consecuentemente será posible establecer metas de mayor alcance y de mejor precisión.

Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP; tiene como propósito reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel de país, los proyectos a ejecutar se consideran de carácter estratégico y de alto impacto, ya que mediante los mismos se realizan acciones encaminadas a la reducción de las pérdidas comerciales y técnicas, para mejorar la eficiencia energética en el país. Considerando la reducción de las pérdidas de energía obtenida en los últimos años, se determinó que a diciembre de 2012 las pérdidas totales en los sistemas de distribución fueron del 13,63% a nivel nacional.

Considera reajustes en metas establecidas para el 2012, producto de un análisis conjunto con el MEER, en el cual se toma en cuenta el comportamiento en la gestión de cada distribuidora, las inversiones realizadas, las estimaciones de pérdidas en el PLANREP y las obras propuestas para el 2013, de manera que permitan alcanzar las metas planteadas.

Para el periodo de planificación 2013 - 2022, las metas propuestas toman en cuenta el comportamiento en la gestión de las empresas; así mismo al finalizar cada año y en función de las inversiones realizadas, la incorporación de las nuevas cargas, el control en la gestión y los resultados alcanzados, estas metas pueden ser evaluadas y reajustadas de ser el caso, considerando como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6% al final el periodo en el 2022, como producto de un ajuste a las metas establecidas en el plan anterior.

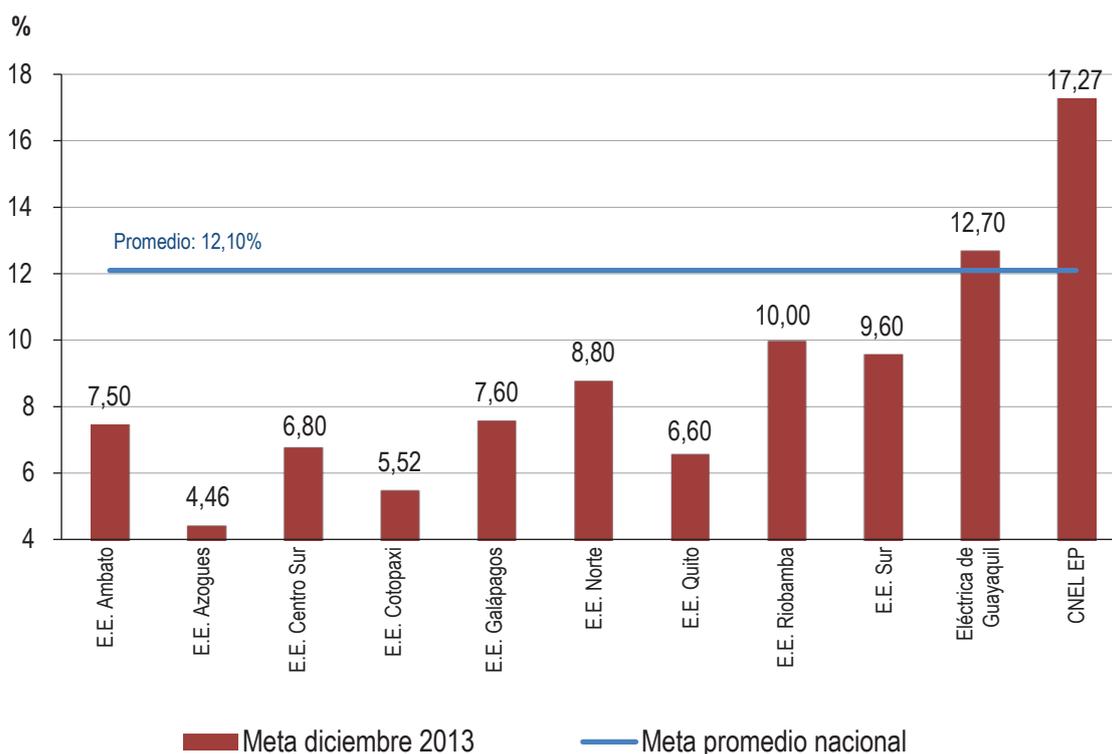


FIG. No. 4.4: METAS PARA PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA A DICIEMBRE DE 2013



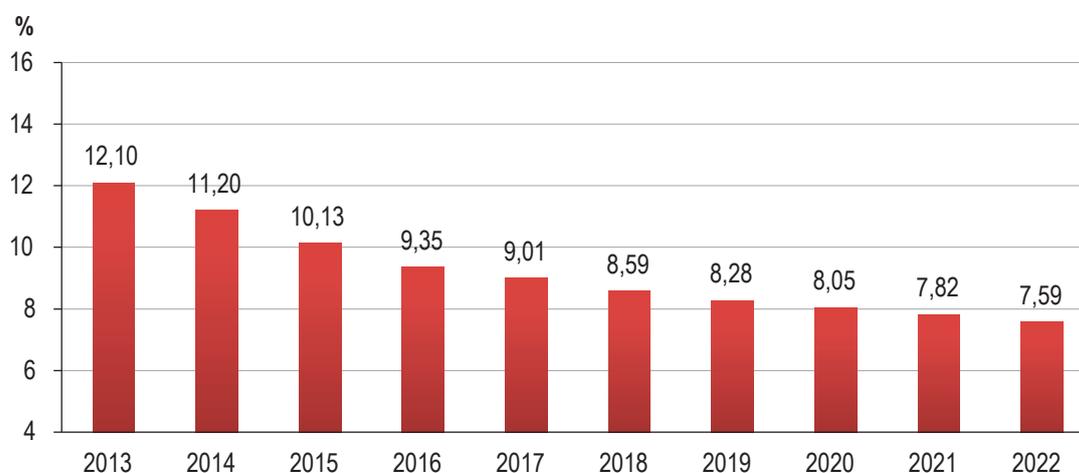


FIG. No. 4.5: METAS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, PERIODO 2013 - 2022

Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM; se centra fundamentalmente en la dotación del servicio eléctrico a poblaciones que aún no cuentan con éste plan, el cual permite un desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y la mejora en la calidad de vida de la población.

Tomando como referencia las inversiones realizadas en los últimos años y el crecimiento demográfico y con los criterios que se aprecian con mayor detalle en el volumen del estudio y gestión de la demanda, se proyecta alcanzar en los próximos años los niveles de cobertura indicados en las figuras No. 4.6 y No. 4.7.



FIG. No. 4.6: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA URBANA, PERIODO 2013 - 2022

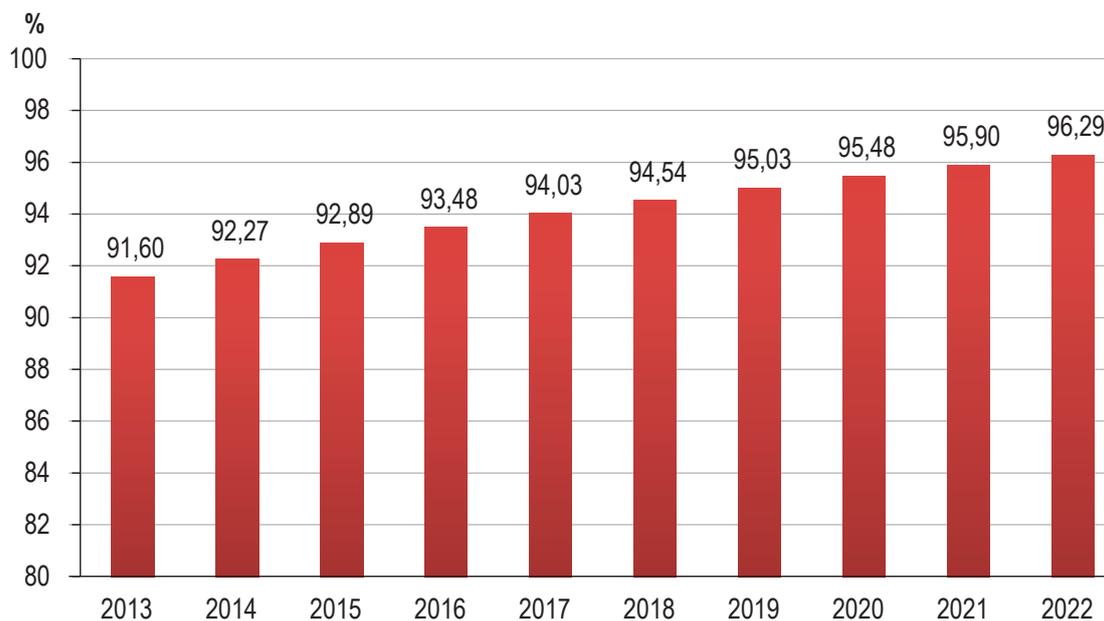


FIG. No. 4.7: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA RURAL, PERIODO 2013 - 2022

Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE; adicionalmente, dada la necesidad de mejorar la gestión de las empresas de distribución en mayo de 2009, el MEER y las empresas eléctricas de distribución suscribieron el “Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, mediante el cual se estableció el compromiso de las máximas autoridades del sector, a fin de mejorar integralmente la gestión de las empresas de distribución.



FIG. No. 4.8: RELACIÓN DEL SIGDE CON LOS PLANES DE INVERSIÓN



Como resultado de este Convenio se creó el proyecto SIGDE, el cual se complementa con los anteriores programas y además se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución, mediante la dotación de herramientas físicas e informáticas, que permitan la evolución de las empresas de distribución hacia una nueva etapa en la cual se evidencie un incremento en la eficiencia y eficacia, basado en un modelo de gestión que privilegie la homologación de procesos, procedimientos, modelos comunes de información, estructuras, sistemas y tecnología, aprovechando siempre las mejores prácticas de cada una de las distribuidoras a nivel nacional e internacional.

4.7. Políticas

Considerando que en la actualidad los objetivos nacionales se han reorientado y están dirigidos a un modelo de sociedad que prioriza el buen vivir, mediante el desarrollo de los servicios públicos considerados como estratégicos, basados en la eficiencia y buscando incorporar nuevos modelos, tecnologías para brindar servicios de calidad y calidez a los usuarios, desde el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se han emitido lineamientos encaminados al fortalecimiento en la gestión de las distribuidoras, brindando herramientas tecnológicas que aporten en la planificación, ejecución y evaluación de los proyectos de los sistemas de distribución, en el largo, mediano y corto plazo.

Este proceso de reestructuración de las empresas de distribución debe considerar las siguientes políticas:

- Fomentar el cambio en la matriz energética, principalmente en lo referido a la migración de los consumos del gas licuado de petróleo, GLP, a electricidad, mediante el uso de cocinas de inducción en el sector residencial toda vez que el país cuente con la producción de electricidad de los proyectos de generación que actualmente se encuentran en ejecución.
- Incursionar en un programa agresivo de reforzamiento de las redes de distribución para garantizar que la migración de GLP a electricidad tenga trascendencia, a bajos costos en los próximos años.
- Articular adecuadamente con todas las instituciones involucradas, de manera que en los próximos años se incursione en programas eficientes de soterramiento de redes eléctricas a fin de disminuir los riesgos y la contaminación visual, empleando para ello la homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción de los sistemas de distribución establecidos por el MEER.
- Incorporar dentro de la planificación de las empresas criterios que garanticen el suministro de electricidad en zonas donde se encuentren en marcha proyectos de trascendencia estratégica para el desarrollo del país (minería, transporte, petroquímica, entre otros).
- Impulsar los aspectos normativos, mediante los cuales se determinen los procedimientos a seguir para la planificación de la expansión de la distribución, la misma debe incluir el procedimiento operativo, estableciendo criterios técnicos y económicos, que guíen a los responsables a elaborar planes óptimos basados en una completa e integral actividad de planificación, estableciendo plazos de presentación, revisión, evaluación, priorización, seguimiento y control.
- Articular los criterios técnicos y económicos, aspectos y procedimientos para cada etapa del proceso de planificación, con la finalidad de optimizar los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado y que garanticen una adecuada formulación, ejecución de proyectos, planes y programas integrales en los sistemas de distribución.
- Incorporar en las empresas equipos multidisciplinarios dedicados a las tareas de planificación de la distribución, que se formen en los requerimientos actuales y futuros de los sistemas de distribución.



- Impulsar y propender al uso y desarrollo de herramientas para los procesos de planificación, en armonía con los lineamientos establecidos por el proyecto SIGDE, principalmente en lo referido con la modelación de redes de distribución, estudios y análisis futuros.
- Impulsar la zonificación por micro-áreas, que permitan sobre la base de la demanda definir los estudios eléctricos futuros.
- Impulsar el proceso de actualización constante de la información, ya que la misma resulta de vital importancia para los estudios de planificación.

4.8. Estrategias

En los próximos años será necesario contar con bases para el desarrollo de la planificación de la expansión de los sistemas de distribución, para lo cual se requieren incorporar algunas estrategias que el CONELEC, MEER y las empresas distribuidoras deberán tomar en cuenta para la realización de los planes de expansión, entre los cuales se detallan los siguientes:

4.8.1 Incorporación de aspectos normativos

Se destacan acciones orientadas con el ajuste y complemento de la normativa vigente; en este sentido, se requiere realizar lo siguiente:

- Elaborar una regulación específica mediante la cual se determinen los lineamientos a seguir para una adecuada planificación de la expansión de la distribución, la misma debe incluir el procedimiento operativo, estableciendo criterios técnicos y económicos, que guíen a los responsables a elaborar planes óptimos basados en una completa e integral actividad de planificación, estableciendo plazos de presentación, revisión, evaluación, priorización, seguimiento y control.
- Estandarizar metodologías de planificación de la expansión de la distribución, que permitan articular los criterios técnicos y económicos, aspectos y procedimientos para cada etapa del proceso de planificación, con la finalidad de optimizar los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.

El marco normativo desarrollado deberá orientar al planificador en la elaboración de planes viables en el corto, mediano y largo plazo, así como en la toma de acciones y decisiones eficientes en tiempo y forma, ajustándose a las necesidades del sector eléctrico como un instrumento de desarrollo nacional y de carácter estratégico.

Se debe considerar que estas acciones son muy importantes debido a que la planificación de la distribución es el punto de partida para la planificación global del sector eléctrico, la cual a su vez debe coordinarse y sintonizarse con la planificación de la expansión de la generación y la transmisión, respectivamente.

4.8.2 Preparación de la información para la planificación de los sistemas de distribución

Los sistemas de información para distribución deberán tener las siguientes características que permitirán contar con una base, para dar inicio a los procesos de planificación; entre las principales se destacan las siguientes:

- Redes de subtransmisión y distribución: Estas redes deberán estar georeferenciadas y contener información asociada de los datos topológicos, topológicos operativos, datos físicos, eléctricos, de activos, entre los principales; así mismo tendrán gran nivel de detalle.

Ello permitirá servir de base o articular distintas aplicaciones técnicas, económicas, administrativas, comerciales, operación, calidad de servicio, manejo y valorización de activos, atención de reclamos, man-



tenimientos preventivos y correctivos, estudios de funcionamiento eléctrico, protecciones y optimización del funcionamiento operativo; como soporte fundamental para las actividades de planificación de la operación.

- Sistema de adquisición de datos SCADA: Las mediciones históricas y de tiempo real a nivel de alimentadores de media tensión, convenientemente tratadas, articuladas y combinadas con la topología de las redes de distribución, con datos del departamento comercial y/o campañas de medición en sitio, permitirán no solo conocer la historia de mediciones analógicas, digitales y consumos de los usuarios, sino elaborar sistemas de información de demanda en distintos puntos y niveles de las redes de distribución primarias y secundarias. Estas fuentes de información de demanda permitirán alimentar aplicaciones relativas a estudios eléctricos: optimización, protecciones, confiabilidad y planificación de la expansión.
- Caracterización de la demanda: El objetivo es contar con la demanda actual y proyectada, desagregada a nivel de micro-áreas, micro-zonas o cuadrículas geográficas-catastrales, de tal manera que se pueda caracterizar el área de concesión de las empresas distribuidoras, para así desarrollar los estudios técnicos (funcionamiento eléctrico, pérdidas) y de planificación que permitan determinar estándares constructivos, o normalizados óptimos, según la densidad de demanda, los cuales optimizarán tanto las inversiones como los proyectos de redes de distribución primarias y secundarias.

La disponibilidad de estos sistemas de información permitirá la implementación de aplicaciones basadas en software comercial como el caso de Cymdist previsto en SIGDE, el cual permite tomar los datos del SIG desde el ambiente ArcInfo. Esta migración se logra a través de interfaces disponibles comercialmente o propias desarrolladas por alguna de las empresas distribuidoras que poseen y manejan el sistema desde hace varios años.

- Uso del Modelo de Información Común, CIM: Adoptado bajo normas internacionales, permitirá la interoperabilidad tanto de las tecnologías como de los sistemas: SCADA, SIG, Comercial, DMS - OMS, entre otras. Todos ellos como sistemas de aplicaciones y sistemas de información. El proyecto SIGDE prevé la implementación gradual de todos estos sistemas para llevar a un mismo nivel a todas las empresas de distribución.

La incorporación de estas tecnologías es un proceso en el mediano y largo plazo, debido a su complejidad, necesidad de personal altamente capacitado, organización de la empresa distribuidora y a la articulación de todos los procesos necesarios con las distintas gerencias o departamentos.

Para implementar estos criterios, se requiere de asistencia y soporte técnico, más allá del que pueda estar incluido en la provisión e implementación de los sistemas por parte de las empresas proveedoras. Para ello es necesario conformar en forma centralizada grupos de fuerza operacional que brinden la asistencia y el soporte en sitio, en forma continua a cada una de las empresas distribuidoras y durante ciertos periodos.

4.8.3 Estudio de la demanda considerando aspectos geográficos

Con la información actual que cuentan las empresas de distribución a nivel de consumos y que se encuentran registrados en sus sistemas de información, se deberá definir metodologías, procedimientos y análisis que permitan caracterizar, de manera exacta, el uso de la energía con el propósito de realizar las proyecciones de la demanda ajustadas a la realidad y que consideren indicadores macroeconómicos y sociales.

Posteriormente, se realizará:

- La desagregación de la demanda global, a nivel de unidad geográfica o de los nodos de carga de las redes de distribución, necesarios para posibilitar el proceso de planificación de largo plazo.



- Proyección de la demanda a nivel del área de concesión de las empresas distribuidoras para el periodo de largo plazo.
- Desagregación de la demanda proyectada de la ED a nivel geográfico-catastral de los puntos de carga en MT (futuras S/E MT/BT) identificando el año de entrada en servicio y la evolución de su potencia.

4.8.4 Modelación de redes de distribución

Los diagramas unifilares de las redes de subtransmisión, distribución en medio y bajo voltaje y los usuarios, deberán estar georeferenciados.

Desde el punto de vista de la organización de los datos de redes y usuarios, resulta conveniente la digitalización de unidades geográficas y/o eléctricas que permitan identificarlas dentro del Sistema de Información. De este modo se puede trabajar en forma discrecional contra una gran masa de datos e implementar aplicaciones que permitan utilizar información de otros sistemas.

Los sistemas eléctricos de distribución, aéreos o subterráneos, se modelan a través de diagramas unifilares topológicos, geográficos y operativos que incluyen: centros de distribución y/o subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución y capacitores, circuitos en bajo voltaje, postes y usuarios.

La modelación gráfica de las redes de distribución se complementan con una serie de elementos adicionales secundarios como: postes, luminarias, conductores, puestas a tierra, unidades de mantenimiento, entre otros denominados accesorios.

Los usuarios se identifican a través de un código (coincidente con el utilizado en comercial) conectado al poste o nodo más cercano y a un tramo de la red. Éste normalmente responde a una codificación que coincide con la utilizada por el departamento comercial o está basado en la nomenclatura catastral.

Se utiliza el concepto de nodos y ramas para la modelación topológica. Para el caso de la red de distribución los nodos son: los puntos de suministro, los puntos de cargas o todo otro punto de la red que sea necesario individualizar, como por ejemplo, un cambio de sección de conductor o la conexión de un dispositivo de maniobra. El estado operativo de los aparatos de maniobra, se modela directamente habilitando o deshabilitando eléctricamente el tramo de red. El recorrido de los tramos es totalmente georeferenciado, modelado por una polilínea.

4.8.5 Zonificación, definición de micro-áreas

Como función de la densidad de carga, se definirá una guía para establecer las micro-áreas en cada empresa de distribución, para normalizar y uniformizar criterios. Además, deberá prever su evolución a medida que sube la densidad de carga.

4.8.6 Proyección de demanda por micro-áreas

Con base en los estudios técnicos de flujo de carga de los alimentadores y la energía facturada por transformador de distribución, se obtendrá la demanda máxima por cada micro-área para el año que se representó en la modelación. El primer cálculo de la demanda distribuida servirá de sustento para analizar las mejoras en las áreas de servicio de las subestaciones de distribución.

La definición de micro-áreas y las demandas obtenidas constituirán la base sobre la que se procesará la estadística de la evolución de la demanda distribuida en todas las distribuidoras. A partir de este punto se inicia una base histórica que, con al menos 5 años, servirá para proyectar la demanda por micro-áreas como sustento de la planificación de la distribución.



4.8.7 Planificación de la expansión del sistema de distribución

La planificación de la expansión de los sistemas de distribución, visto en forma integral, debe considerar, la delimitación física de los sistemas eléctricos de la empresa distribuidora y el horizonte de planificación de la expansión (corto, mediano y largo plazo), cuya aplicación deberá brindar resultados óptimos; mismos que deben considerar lo siguiente:

4.8.7.1 Estructura de los sistemas

Es la característica de la estructura misma de cada sistema o subsistema y que tiene gran incidencia con el funcionamiento conjunto del mismo.

- **Estructura de largo plazo para la subtransmisión.** Definir la arquitectura de suministro eléctrico; concretamente el nivel de voltaje, la cantidad y potencia de subestaciones y la topología de suministro (radial o en anillo). Esta definición se basa en una optimización conjunta del sistema de subtransmisión respecto a la distribución primaria
- **Estructura de largo plazo para el sistema de Distribución.** Considera el nivel de voltaje y definiciones respecto de la arquitectura de alimentadores de suministro; se refiere a definir la cantidad, potencia de salida y longitud-extensión, configuración topológica y topológica operativa (radial, en lazo, etc.) de los alimentadores; esta estandarización se basa en una optimización conjunta entre los subsistemas de subtransmisión y distribución utilizando como parámetro de coordinación las subestaciones de AT/MT.

4.8.7.2 Estándares Nominales de los equipos

Característica particular de los equipos a utilizar y que deben ser estandarizados por razones técnicas y/o económicas.

- **Estandarización de largo plazo.** Se refiere a los módulos transformadores de las subestaciones, tipos y sección de conductor de las líneas. La aplicación de estos resultados es desde el punto de vista de referencia técnico para su utilización como tal, por ejemplo como insumo para elaborar proyectos.
- **Estandarización de mediano plazo.** Hace referencia a los módulos transformadores de distribución subestación AT/MT, tipos y secciones de conductor de las líneas (troncales y derivaciones). Esta estandarización se basa en una optimización conjunta de las redes de distribución primaria y las redes de distribución secundarias utilizando como parámetros de coordinación los transformadores de distribución.

4.8.7.3 Fecha de entrada en servicio de un equipo o de una instalación

Característica que permite ajustar la oportunidad económica de cuando un equipo o instalación debe ingresar al sistema. En el largo, mediano y corto plazo, este tipo de resultado sufre cambios en forma continua ya sea en función de la evolución de los parámetros pronosticados como de las posibilidades presupuestarias. En el corto plazo este resultado sirve para adoptar decisiones técnicas en la elaboración de proyectos para su construcción.

4.8.8 Preparación del talento humano

La preparación del talento humano es una actividad transversal en todo el proceso de gestión de una organización, y que deberá ser parte integral del desarrollo de la planificación, para lo cual se considera lo siguiente:

La capacitación e inclusión de talento humano formado e instruido para las distintas actividades técnicas y administrativas, a fin de consolidar principalmente un área donde se pueda desarrollar la planificación, desde el

punto de vista de la organización, así como planificación de la expansión, contando para ello con el apoyo de la implementación de recursos tecnológicos.

4.9. Plan de Expansión de Distribución 2013 - 2022

4.9.1 Programa de obras del plan de expansión

Tomando en consideración que bajo la actual normativa, la expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas de distribución, mismas que para garantizar la provisión de energía deben planificar la ampliación y mejoramiento de los componentes de sus sistemas de distribución, se elaboran planes (PMD, PLANREP y FERUM), mismos que son presentados anualmente al CONELEC, a fin de conseguir su aprobación e inclusión como parte del Plan Maestro de Electrificación.

Los planes de expansión consideran etapas funcionales importantes de la cadena de distribución de energía, así como un componente para la evolución y mejora en la eficiencia de las empresas de distribución en el ámbito de la gestión administrativa, comercial, información, socio ambiental y sobre todo el talento humano, en concordancia con los objetivos planteados por el proyecto SIGDE.

La ejecución oportuna de los planes de expansión permitirá a las distribuidoras cumplir con la normativa vigente en lo referente a los niveles de calidad de servicio hacia los consumidores, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales, a fin de llegar a los niveles establecidos.

Los planes consideran aspectos importantes establecidos en los reglamentos y regulaciones del sector eléctrico, los que se manifiestan a continuación:

- Aumento de la cobertura eléctrica;
- Mejoramiento de la infraestructura eléctrica;
- Reducción de pérdidas de energía; e,
- Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

Por otra parte, se considera el mejoramiento de la imagen institucional de las distribuidoras, para lo cual los planes propuestos toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Implementar de procedimientos para mejorar la calidad en la gestión de las distribuidoras.
- Generar reportes, indicadores y estadísticas confiables.
- Implementar acciones para mejorar el nivel de satisfacción del usuario.
- Incorporar acciones para mejorar la recaudación de energía.

Se contemplan también acciones que permitan mejorar la calidad en la prestación del servicio, para lo cual se establecen los siguientes objetivos:

- Cumplir con la calidad del servicio eléctrico del sistema de distribución de acuerdo a la normativa vigente.
- Implementar el proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica -SIGDE, cuyo desarrollo se constituye como indispensable para el desarrollo del sector.
- Desarrollar en el personal de las distribuidoras y en los usuarios una cultura de comunicación, información y cumplimiento de obligaciones, a través de medios modernos.

Con estos criterios, los planes calificados y aprobados por el CONELEC, contienen en gran medida todas las acciones propuestas y consideradas como fundamentales para el desarrollo de las distribuidoras, proyectos que tienen las siguientes actividades:



TABLA No. 4.4: ACTIVIDADES CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN 2013 - 2022

ETAPA FUNCIONAL	DESCRIPCIÓN
Distribución	Adquisición e implementación de equipos de medición. Instalación y reposición de acometidas y medidores para clientes nuevos MT y/o BT. Reubicación de equipos de medición y/o acometidas MT y/o BT. Cambio de redes desnudas a preensambladas o antihurto. Estudios relacionados a la planificación y operación de los Sistemas de Distribución. Instalación de transformadores nuevos. Reconfiguración y/o incremento de calibre del conductor en MT. Red nueva de expansión en MT. Redes nuevas en BT. Remodelación de redes de BT existentes. Reposición de transformadores.
Generación Renovable	Estudios de proyectos con sistemas fotovoltaicos. Sistemas fotovoltaicos nuevos.
Subtransmisión	Estudio de preinversión. Estudios de prefactibilidad para líneas de subtransmisión. Líneas de subtransmisión nuevas. Repotenciación de líneas de subtransmisión existentes. Repotenciación de subestaciones existentes. Subestaciones nuevas.
Gestión Administrativa, Operativa, Comercial, Información, Socio Ambiental y Talento Humano	Adquisición de bienes inmuebles. Adquisición de bienes muebles. Adquisición de equipos de comunicación. Adquisición de grúas, carros canasta y vehículos de trabajo. Adquisición de herramientas. Adquisición e implementación de equipos para hardware y software. Adquisición e implementación de sistemas de información (SIGDE). Campañas publicitarias. Depuración de catastros. Desarrollo del talento humano. Implementación de medidas para la gestión socio-ambiental. Levantamiento de información georeferenciado.

El financiamiento requerido para la ejecución de los plan de expansión de las distribuidoras, considera principalmente recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15 y la regulación vigente; asignaciones que deberán ser entregadas a las distribuidoras a través del MEER. Los recursos programados por las distribuidoras para el periodo 2013 - 2022, ascienden a un total de aproximadamente USD 3.378 millones, compuesto por 4.479 proyectos de los planes PMD, FERUM, y PLANREP; además, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes. En las tablas No. 4.5 y No. 4.6 se presenta el monto total requerido en cada uno de los Planes citados.



TABLA No. 4.5: INVERSIÓN REQUERIDA POR CADA PROGRAMA DE DISTRIBUCIÓN, PERIODO 2013 - 2022

PROGRAMA	INVERSIÓN (MUSD)
FERUM	198,05
PMD	883,93
PLANREP	365,49
COCCIÓN	1.134,87
PLAN DE SOTERRAMIENTO	795,37
Total	3.377,70

TABLA No. 4.6: DESGLOCE ANUAL DE INVERSIONES POR PROGRAMA, PERIODO 2013 - 2022

PROGRAMA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
FERUM	46,37	54,46	26,41	17,65	15,97	7,06	7,40	7,75	7,38	7,60
PMD	73,81	102,30	119,74	89,80	81,79	81,52	79,64	77,29	84,61	93,42
PLANREP	40,49	45,76	33,69	46,88	43,72	30,44	30,51	31,37	31,53	31,09
COCCIÓN	107,72	107,80	124,49	96,38	79,55	122,15	132,62	106,36	122,30	135,52
SOTERRAMIENTO	62,97	185,83	311,85	234,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	331,37	496,14	616,18	485,41	221,03	241,18	250,17	222,77	245,83	267,63

4.9.2 Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD

Los proyectos contemplados en el Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, considerados en este Plan Maestro, tienen un enfoque directo a la mejora de los índices de calidad del servicio eléctrico, expuestos en el apartado 4.6, sin perjuicio de que los proyectos propuestos contribuyan también al incremento de la cobertura y la reducción de pérdidas, del mismo modo el Plan se ha desagregado en actividades por etapa funcional.

Las inversiones requeridas para el 2013 - 2022, llegan a USD 883,92 millones mientras que para el año 2013, se considera una inversión de USD 73,81 millones, con un total de 498 proyectos.

TABLA No. 4.7: INVERSIONES APROBADAS PARA EL 2013, PMD

EMPRESA	2013 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	25,27
E. de Guayaquil	6,42
E.E. Ambato	1,22
E.E. Azogues	0,40
E.E. Centro Sur	11,29
E.E. Cotopaxi	0,81
E.E. Galápagos	0,11
E.E. Norte	2,31
E.E. Quito	19,62
E.E. Riobamba	0,48
E.E. Sur	5,90
Total	73,81



4. Expansión de la Distribución

En las tablas No. 4.8 a No. 4.11 se observa, las inversiones aprobadas por cada etapa y año.

TABLA No. 4.8: INVERSIONES APROBADAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, PMD

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	4,61	7,31	8,90	10,14	9,03	9,85	10,38	11,20	12,07	13,04
E.E. Ambato		1,63	1,96	1,92	1,86	1,94	2,03	2,12	2,21	3,48
E.E. Azogues		0,20	0,25							
E.E. Centro Sur		1,07	1,16	1,26	2,40	1,45	1,58	1,72	1,87	2,05
E.E. Cotopaxi		0,10	0,10	0,30	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
E.E. Norte		0,60	1,21	0,73	0,80	0,87	0,96	1,05	1,15	1,27
E.E. Quito	4,91		0,23		6,33					
E.E. Riobamba	0,48									
E.E. Sur	1,05									
Total	11,05	10,91	13,82	14,34	20,51	14,21	15,04	16,19	17,41	19,93

TABLA No. 4.9: INVERSIONES APROBADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PMD

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	3,10	8,14	11,22	11,38	8,55	7,51	6,81	7,70	7,86	9,51
E. E. de Guayaquil	0,58		1,19	2,06	0,23	1,06		0,98	0,10	0,01
E.E. Ambato	1,06	1,87	3,65	3,37	2,71	3,10	2,32	2,90	2,67	2,74
E.E. Azogues	0,38		0,25	1,02	0,27	0,74		0,09		1,00
E.E. Centro Sur	3,46	20,96	23,69	17,35	18,16	24,78	24,08	22,23	25,51	22,86
E.E. Cotopaxi	0,62	0,47	0,48	0,51	0,31	0,49	0,05	0,25		0,10
E.E. Galápagos	0,11	0,20	0,20	0,20	0,30	0,30	0,20	0,23	0,20	0,26
E.E. Norte	2,23		1,27	0,91	0,36	1,05		0,42	0,29	0,21
E.E. Quito	9,01		5,05	1,00	0,05		2,82	0,08		1,25
E.E. Sur	0,99		0,82	0,18	0,23	0,20		0,29	0,54	0,31
Total	21,52	31,64	47,83	37,98	31,19	39,24	36,28	35,17	37,17	38,26

TABLA No. 4.10: INVERSIONES APROBADAS PARA MEJORAR LA GESTIÓN, PMD

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	1,91	3,91	5,98	5,25	4,01	4,47	3,76	5,54	4,00	4,82
E.E. Ambato		3,54	3,28	4,91	3,16	3,30	4,38	3,60	3,76	3,93
E.E. Azogues	0,01	0,10	0,09			0,20				
E.E. Centro Sur	7,67	11,86	13,80	4,37	2,93	3,49	4,16	3,34	3,75	3,98
E.E. Cotopaxi	0,08	0,31	0,25	0,26	0,37	0,36	0,38	0,38	0,29	0,33
E.E. Norte	0,08	0,05	0,06	0,07	0,06	0,12	0,02	0,02	0,02	0,03
E.E. Quito			0,50							
E.E. Riobamba				0,18						
E.E. Sur	3,86		1,22	0,15	0,05			0,04		
Total	13,60	19,77	25,19	15,18	10,59	11,94	12,69	12,92	11,81	13,09



TABLA No. 4.11: INVERSIONES APROBADAS EN SUBTRANSMISIÓN, PMD

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	15,66	13,00	12,42	10,99	8,82	10,68	10,89	5,99	10,34	16,41
E.E. de Guayaquil	5,84		3,42	2,87		1,23		3,52	2,81	0,76
E.E. Ambato	0,17	0,78	1,05	0,54	0,99	1,77	0,61	0,72	1,10	1,12
E.E. Azogues	0,01				2,40					
E.E. Centro Sur	0,16	6,14	5,75	1,94	2,05	0,59		0,04	0,02	
E.E. Cotopaxi	0,11	0,20	0,30	0,40	0,30	0,40	0,30	0,54	0,50	0,50
E.E. Norte			0,33	1,88	0,10					
E.E. Quito	5,70	19,86	8,95	3,68	4,79	1,34	3,83	2,20	2,74	1,55
E.E. Sur			0,69		0,05	0,11			0,70	1,80
Total	27,64	39,98	32,91	22,30	19,50	16,13	15,63	13,01	18,21	22,13

4.9.3 Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP

El CONELEC, sobre la base de los planes de obras presentados por las empresas de distribución, para el PLANREP, ha calificado proyectos basados en diagnóstico y estudios técnicos que soportan los mismos, considerando la reducción de pérdidas en las etapas de subtransmisión, redes de distribución, intervenciones clandestinas y pérdidas comerciales; en la figura No. 4.9, se observa un detalle del área a intervenir con el PLANREP, considerando la disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas, así como las acciones asociadas a las mismas.

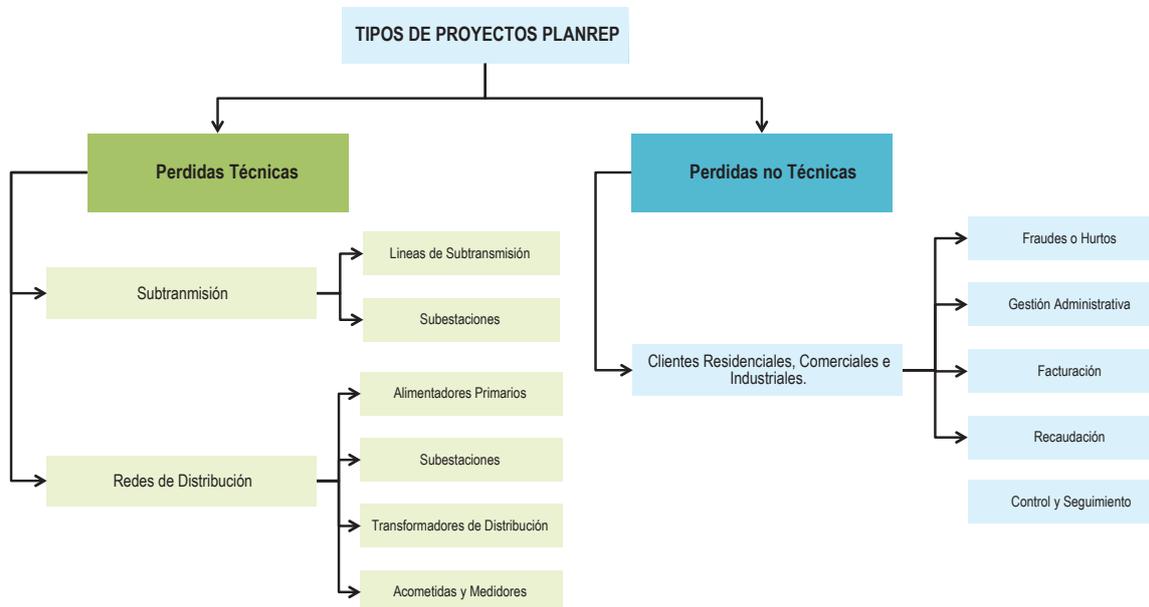


FIG. No. 4.9: TIPOS DE PROYECTOS QUE FORMA EL PLANREP

Con las obras planificadas en el PLANREP, se estima obtener una disminución en las pérdidas² de energía del orden de 3.788 GWh; sin embargo, además de esta reducción, el plan aporta directamente en la mejora de la infraestructura, gestión técnica y comercial de las distintas etapas de la cadena de suministro de energía de las empresas de distribución.

2 Según Plan de Reducción de Pérdidas presentados por las empresas en abril de 2012.

4. Expansión de la Distribución

Lo anteriormente indicado, con referencia a lo expuesto en las tablas No. 4.12 a No. 4.15, se puede apreciar claramente que las inversiones se realizan en las distintas etapas de la distribución, lo cual hace notar que además el plan indirectamente cubre también algunos requerimientos de los demás planes, como por ejemplo, mejora a la calidad del servicio; asimismo se aprecia que las inversiones más representativas, se realizan principalmente en el corto plazo, debido a que el MEER anualmente establece metas en las cuales se compromete a las distribuidoras a llegar a niveles de pérdidas cada vez más bajos, a fin de alcanzar índices comparables tanto a nivel de país como de la región; esto ocasiona que las empresas tomen acciones correctivas de corto plazo, lo cual se traduce en inversiones casi inmediatas.

TABLA No. 4.12: INVERSIONES APROBADAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, PLANREP

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	7,16	18,21	14,26	12,34	13,26	10,02	10,05	10,22	10,47	9,19
E. de Guayaquil	3,17	4,20	3,03	16,55	3,33	3,39	2,75	2,80	2,02	2,06
E. E. Azogues	0,26									
E. E. Galápagos	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12
E. E. Norte	0,10	1,45	0,13	0,14	0,16	0,18	0,19	0,21	0,23	0,25
E. E. Quito	2,20				0,14					
E. E. Riobamba	0,23									
Total	13,20	23,94	17,51	29,13	16,99	13,69	13,10	13,34	12,83	11,62

TABLA No. 4.13: INVERSIONES APROBADAS EN SUBTRANSMISIÓN, PLANREP

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
E.E. Cotopaxi	0,17	0,13	0,13	0,16	0,13	0,14	0,18	0,15	0,13	0,18
E.E. Sur	2,92				2,62					
Total	3,09	0,13	0,13	0,16	2,75	0,14	0,18	0,15	0,13	0,18

TABLA No. 4.14: INVERSIONES APROBADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PLANREP

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	17,68	20,59	15,98	16,59	21,94	16,53	17,14	17,80	18,48	19,20
E.E. Ambato	1,76				0,14					
E.E. Centro Sur	1,51			0,92	1,00					
E.E. Cotopaxi	1,10				0,83					
E.E. Sur	2,08	0,84								
Total	24,13	21,43	15,98	17,51	23,91	16,53	17,14	17,80	18,48	19,20

TABLA No. 4.15: INVERSIONES APROBADAS PARA MEJORAS EN LA GESTIÓN, PLANREP

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	0,06	0,25	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09
Total	0,06	0,25	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09

4.9.4 Programa FERUM

Las obras del programa FERUM consideradas en el periodo 2013 - 2022 están orientadas a beneficiar un total de 246.461 viviendas a nivel nacional³, lo cual permitirá alcanzar una mayor cobertura del servicio eléctrico, principalmente en las zonas más alejadas del país.

Con referencia a las tablas No. 4.16 a No. 4.18, se puede apreciar que los planes presentados por las empresas, están desarrollados principalmente para su ejecución en el corto plazo, situación que se evidencia con mayor detalle en la tabla No. 4.16, donde se puede apreciar que los requerimientos para el 2013, son del orden de³ USD 46,37 millones, lo cual permitirá beneficiar alrededor de 23.243 viviendas³ nuevas; adicionalmente, con la ejecución de este programa se beneficiaran 33.342 viviendas³ que actualmente disponen de servicio eléctrico.

TABLA No. 4.16: INVERSIONES APROBADAS Y BENEFICIARIOS DEL FERUM, AÑO 2013

EMPRESA	2013 (MUSD)	PROYECTOS	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS NUEVAS ELECTRIFICADAS
Corporación Nacional de Electricidad	29,34	1060	18.340	15.876
E.E de Guayaquil	0,09	1		177
E.E. Ambato	0,70	23	500	244
E.E. Azogues	0,33	4	694	26
E.E. Centro Sur	3,24	87	400	1.077
E.E. Cotopaxi	0,62	21	348	246
E.E. Galápagos	0,12	5	13	44
E.E. Norte	3,65	138	4.737	809
E.E. Quito	2,26	87	302	1.188
E.E. Riobamba	1,36	44	7.491	1.537
E.E. Sur	4,65	170	517	2.019
Total	46,37	1.640	33.342	23.243

En las tablas subsiguientes se pueden apreciar las inversiones necesarias para el FERUM, durante el periodo 2013 - 2022 considerando alternativas de electrificación con redes convencionales y generación renovable.

TABLA No. 4.17: INVERSIONES REQUERIDAS CON REDES DE DISTRIBUCIÓN, FERUM

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	29,33	26,77	15,42	10,34	9,24	3,82	3,98	4,15	3,58	3,58
E. de Guayaquil	0,09	4,69	0,63	0,05	0,04					
E. E. Ambato	0,70	2,35	0,58	0,19	0,27					
E. E. Azogues	0,33	0,66	0,08	0,05	0,08					
E. E. Centro Sur	1,59	3,98	2,88	2,90	2,95	2,60	2,78	2,96	3,17	3,38
E. E. Cotopaxi	0,61	0,38	0,44	0,14	0,12					
E. E. Galápagos	0,12	0,40	0,18	0,05	0,08					
E. E. Norte	3,65	3,11	2,17	0,71	0,60					
E. E. Quito	2,26	3,53	1,09	0,48	0,52					
E. E. Riobamba	1,36	3,44	0,65	0,10	0,16					
E. E. Sur	4,65	1,71	0,94	1,25	0,87					
Total	44,69	51,02	25,09	16,25	14,93	6,42	6,76	7,11	6,74	6,96

3 Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.



TABLA No. 4.18: INVERSIONES REQUERIDAS CON GENERACIÓN RENOVABLE, FERUM

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	0,01									
E. E. Centro Sur	1,65	1,44	1,32	1,40	1,04	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
E. E. Cotopaxi	0,02									
E. E. Quito		2,00								
Total	1,68	3,44	1,32	1,40	1,04	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64

Como se puede evidenciar, los planes presentados por las empresas de distribución consideran obras principalmente en el corto plazo, producto de la ausencia de procedimientos para planificación que puedan proporcionar planes con mayores detalles para los años futuros; sin embargo, con la aplicación de las estrategias expuestas en el numeral 4.8 de este capítulo se espera revertir la situación, de tal forma que en los próximos planes se cuente con mayor definición de las obras de largo, mediano y corto plazo.

4.9.5 Migración de la cocción de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética

El sector eléctrico, como parte de los sectores estratégicos para el desarrollo del país, se orienta a un cambio en la matriz energética nacional, en concordancia con lo expuesto en el PNBV; desde la óptica de la planificación, el MEER dentro de sus lineamientos, políticas y objetivos sectoriales e intersectoriales, considera que la proyección de la demanda, como un elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, deberá considerar la incorporación de cargas importantes, así como las acciones que permitan en el mediano plazo, obtener un cambio en la matriz energética nacional; principalmente en lo referido a la migración de los consumos de GLP a electricidad; toda vez que el país cuente con la producción de electricidad de los proyectos de generación que actualmente se encuentran en curso.

Sobre esta base, con el propósito de garantizar que los sistemas de distribución puedan satisfacer las necesidades del incremento de demanda, en la planificación del corto y mediano plazo se deberán considerar acciones que permitan la incorporación de la cocción eléctrica, cuyo análisis se aprecia en el volumen correspondiente a la proyección de la demanda; en este sentido, se estiman inversiones adicionales a las contempladas en el plan de expansión presentado por las distribuidoras.

Se considera que en el corto plazo se deben ejecutar obras en las distintas etapas de la cadena de suministro; de acuerdo a lo indicado, las acciones deben centrarse en las siguientes etapas:

- Acometidas, medidores y redes de distribución secundarias,
- Transformadores de distribución,
- Alimentadores primarios,
- Subestaciones,
- Líneas de subtransmisión.

4.9.5.1 Cambio de nivel de voltaje, remplazo de acometidas, medidores y reforzamiento de redes de distribución secundarias

Para garantizar que la migración de GLP a electricidad tenga trascendencia, además de contar con suficiente energía eléctrica y a bajos costos en los próximos años, se debe incursionar en un programa agresivo de sustitución



de acometidas y medidores residenciales monofásicos y convertirlos a suministros bifásicos, para lo cual se estima que las inversiones en los próximos tres años serán de USD 218,67 millones y de acuerdo a lo expuesto en la tabla No. 4.19.

La estimación de estas inversiones considera los componentes necesarios para la dotación del suministro a 220V, con un sistema de medición en el que se incluye: acometida, equipo de medición, protección eléctrica y caja de protección para el contador de energía, permitiendo de esta manera, el cambio de nivel de voltaje en 2.323.398 sistemas de medición monofásicos existentes en el país, según lo reportado por las empresas en el SISDAT; cabe indicar que en las estimaciones no se incluyen los costos que representan las adecuaciones en las instalaciones interiores de los consumidores.

TABLA No. 4.19: INVERSIONES REQUERIDAS PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	27,27	27,27	27,27
E.E. Ambato	6,40	6,40	6,40
E.E. Azogues	0,90	0,90	0,90
E.E. Centro Sur	7,09	7,09	7,09
E.E. Cotopaxi	2,69	2,69	2,69
E.E. Norte	3,58	3,58	3,58
E.E. Quito	5,16	5,16	5,16
E.E. Riobamba	4,28	4,28	4,28
E.E. Sur	3,24	3,24	3,24
Eléctrica de Guayaquil	12,13	12,13	12,13
E.E. Galápagos	0,17	0,17	0,17
Total	72,89	72,89	72,89

Conjuntamente con las acciones descritas en los párrafos anteriores se debe incursionar en un programa de reforzamiento y modificación de las redes de distribución monofásicas a fin de, entre otras cosas, garantizar el abastecimiento a los consumidores, debido al cambio en el nivel de voltaje de los suministros; en este sentido, las modificaciones consideran el cambio a 55.344 km de ramales monofásicos y convertirlos a trifásicos, a un costo estimado de USD 138,35 millones con el siguiente detalle:

TABLA No. 4.20: INVERSIONES REQUERIDAS PARA REFORZAMIENTO Y MODIFICACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	19,36	19,36	19,36	19,36
E.E. Ambato	1,32	1,32	1,32	1,32
E.E. Azogues	0,55	0,55	0,55	0,55
E.E. Centro Sur	5,68	5,68	5,68	5,68
E.E. Cotopaxi	1,23	1,23	1,23	1,23
E.E. Norte	0,04	0,04	0,04	0,04
E.E. Quito	1,99	1,99	1,99	1,99
E.E. Riobamba	0,24	0,24	0,24	0,24
E.E. Sur	1,61	1,61	1,61	1,61
Eléctrica de Guayaquil	2,40	2,40	2,40	2,40
E.E. Galápagos	0,18	0,18	0,18	0,18
Total	34,59	34,59	34,59	34,59



4.9.5.2 Transformadores de distribución

En la actualidad el país cuenta con una potencia total instalada en transformadores de distribución por el orden de 8.113 MVA, frente a una demanda máxima coincidente de 2.937 MVA, lo cual permite evidenciar que en general las capacidades de transformación cuentan con reservas suficientes; por lo tanto, en primera instancia se tendría las condiciones necesarias para garantizar el incremento de la nueva demanda, manteniendo además niveles de reserva adecuados que permitan, a más de la inclusión de la cocción eléctrica, aprovechar con mayor eficiencia la infraestructura existente; en este sentido, en los años subsiguientes se deberán realizar estudios complementarios que detallen las obras específicas en cada distribuidora.

Es así que, en primera instancia se considera que un aumento de las capacidades de transformación solo será necesario en ciertas empresas a partir del 2017 (tabla No. 4.21) y en las demás, se debe incursionar en programas de manejo y reubicación de transformadores de distribución para aprovechar la capacidad actual; sin embargo, en los próximos años de manera similar al caso anterior, será necesario realizar estudios complementarios.

TABLA No. 4.21: INVERSIONES NECESARIAS PARA EL AUMENTO DE CAPACIDAD EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

EMPRESA	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	3,28	1,19	0,93	3,94	3,34	4,29
E.E. Azogues	0,26	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08
E.E. Cotopaxi				0,49	0,28	0,30
Total	3,55	1,28	1,01	4,51	3,70	4,67

4.9.5.3 Reconfiguración y repotenciación de alimentadores primarios

Bajo las condiciones actuales y con base en las mediciones obtenidas en las cabeceras de los alimentadores se ha determinado que se cuenta con la capacidad necesaria para permitir la incorporación de las nuevas cargas de acuerdo a lo considerado en la proyección de la demanda.

Con los criterios antes indicados, a partir del 2017 será necesario entre otras cosas, tomar acciones para repotenciar los alimentadores, sin perjuicio de que durante los años subsiguientes se realicen estudios con mayor detalle que sustenten las tareas de reconfiguración y modificación de ramales monofásicos para convertirlos a trifásicos; en este caso se estiman inversiones por USD 10,59 millones que en el corto plazo tendrán mayor detalle considerando las obras específicas necesarias en cada empresa.

TABLA No. 4.22: INVERSIONES PARA REPOTENCIACIÓN Y RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

EMPRESA	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	0,25	0,32	0,33	0,18	0,19	6,62
E.E. Azogues						2,71
Total	0,25	0,32	0,33	0,18	0,19	9,33

4.9.5.4 Líneas de subtransmisión

Los estudios preliminares realizados han puesto en evidencia que en algunas empresas existen líneas de subtransmisión que no están operando a su capacidad nominal, como consecuencia de aquello en los siguientes años, es necesario iniciar estudios a mayor detalle para definir, por una parte, las obras a corto plazo y, por

otra, determinar las acciones necesarias con el afán de permitir la incorporación gradual de las nuevas cargas; principalmente la cocción eléctrica. Las inversiones necesarias a partir del 2016 se estiman en USD 179,69 millones; sin embargo, de identificarse algunas obras emergentes, éstas podrán ser realizadas dentro de los planes de los próximos años, lo que permitirá de mayor manera preparar con anticipación la infraestructura.

TABLA No. 4.23: INVERSIONES NECESARIAS PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

EMPRESA	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	27,67	27,67	27,67	27,67
E.E. Cotopaxi	1,23	1,23	1,23	1,23
E.E. Riobamba	0,04	0,04	0,04	0,04
Eléctrica de Guayaquil	5,55	5,55	5,55	5,55
E.E. Galápagos	10,44	10,44	10,44	10,44
Total	44,92	44,92	44,92	44,92

4.9.5.5 Subestaciones

Actualmente, las subestaciones existentes en el país presentan niveles de cargabilidad promedio del 42%, esta consideración permite determinar que la inclusión de la demanda adicional debido a la migración de la cocción con electricidad permitirá aprovechar de mejor forma la capacidad actual, sin perjuicio que en el corto y mediano plazo se realicen repotenciaciones en algunas subestaciones, a fin de suplir necesidades emergentes y futuras; así mismo, se deberán iniciar los estudios técnicos con mayor detalle que permitan mantener niveles de confiabilidad adecuados, reservas necesarias y cubrir las demandas futuras.

Las inversiones requeridas en esta etapa se estiman en USD 568,85 millones; las cuales se podrán ajustar en función de los resultados de los análisis a mayor detalle que se realicen en los próximos años.

TABLA No. 4.24: INVERSIONES NECESARIAS PARA REPOTENCIACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

EMPRESA	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	3,36	3,36	5,81	22,03	29,14	34,62	40,26	44,51
E.E. Ambato			1,22	2,50	3,24	3,77	4,33	4,76
E.E. Azogues	0,59	0,59	0,87	1,05	1,11	1,16	1,22	1,27
E.E. Centro Sur	2,66	2,66	4,26	7,30	8,44	9,34	10,43	11,18
E.E. Cotopaxi				0,10	0,44	0,77	1,10	1,29
E.E. Norte				1,34	1,88	2,36	2,85	3,42
E.E. Quito			3,51	9,83	14,49	18,96	23,64	26,51
E.E. Riobamba				1,02	1,45	1,75	2,05	2,23
E.E. Sur			0,31	1,43	1,88	2,20	2,52	2,69
Eléctrica de Guayaquil	10,08	10,08	14,91	20,02	24,62	26,92	30,21	32,98
Total	16,68	16,68	30,88	66,62	86,68	101,85	118,60	130,85

4.9.6 Plan Nacional de Soterramiento de Redes

Mediante Disposición Presidencial No. 20370 y debido a la gran contaminación visual existente, se solicitó al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, desarrollar un plan de acción para la ejecución de proyectos de



soterramiento de cables a nivel nacional, mismo que involucra realizar acciones conjuntas con distintos actores de manera que se puedan identificar las zonas o sectores que requieran intervención, así como establecer niveles de prioridad de tal forma que se pueda determinar el costo y capacidad técnica necesaria para su intervención.

En este sentido, a partir de septiembre de 2012, bajo los lineamientos del Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos MICSE, el MEER en coordinación con el Ministerio de Telecomunicaciones MINTEL y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT, realizaron un diagnóstico de la situación actual de las redes eléctricas aéreas existentes en zonas consolidadas y la capacidad operativa, tanto de las empresas eléctricas como de telecomunicaciones, para la implementación de proyectos de soterramiento. Como resultado de este trabajo conjunto se logró además identificar los actores que se muestran en la figura No. 4.10.

Con base al diagnóstico realizado, se establecieron los costos para el soterramiento de las redes aéreas que contemplan la modernización de todo el sistema de distribución, es decir, incluyen: una intervención integral en las redes de medio y bajo voltaje, transformadores de distribución, alumbrado público (incluye redes de semaforización), acometidas, medidores (medición inteligente) y las comunicaciones requeridas para la operación del sistema SCADA de distribución a nivel nacional.



FIG. No. 4.10: ACTORES INVOLUCRADOS EN EL SOTERRAMIENTO DE REDES

Con las consideraciones indicadas anteriormente, los costos unitarios asociados de obra civil e infraestructura eléctrica, se han estimado para el área de un kilómetro cuadrado (1 km²), tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Densidad de carga (kW/km²), clasificada en baja (4 - 100), media (100 - 500) y alta (500 - 2000);
- Ubicación urbana o rural;
- Confiabilidad y tipo de circuito a ser implementado;
- Sistema de protecciones (seguridad);
- Región donde se requiere la implementación (sierra, costa, oriente, insular).

En función de estos aspectos se obtiene que el costo estimado para las inversiones relacionadas al soterramiento sean los indicados en la tabla No. 4.25; así mismo, los rubros considerados para la infraestructura eléctrica se pueden apreciar en la tabla No. 4.26.

TABLA No. 4.25: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE OBRAS CIVILES Y REDES ELÉCTRICAS⁴, POLÍGONO DE 1 km²

OBRA CIVIL (MUSD)	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA (MUSD)
4,24	7,15
Total inversión por km²	11,39

TABLA No. 4.26: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA⁴ PARA UN ÁREA DE 1 km²

RUBRO	MUSD/km ²
Cables	0,64
Transformadores	0,25
Protección	0,86
Alumbrado Público	0,64
Medición	2,58
Diseños	0,25
Subtotal	5,22
Administración EP	0,78
Imprevistos	0,52
IVA	0,63
Total	7,15

Adicionalmente, como el soterramiento involucra intervenciones integrales, se han considerado además los costos relacionados al soterramiento de la infraestructura de telecomunicaciones que se encuentra asociada a la red de distribución; las inversiones requeridas se detallan a continuación:

TABLA No. 4.27: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE TELECOMUNICACIONES⁴ PARA UN ÁREA de 1 km²

ÍTEM	COSTO (MUSD)
Obra civil	5,06
Infraestructura	1,07
Total	6,13

Del análisis anterior se obtiene que el costo total para soterramiento de un área de 1 km², es de USD 17,51 millones, considerando redes eléctricas por USD 11,39 millones y redes de telecomunicaciones por USD 6,13 millones de dólares.

Las inversiones de la obra civil se deberán realizar de manera conjunta entre el sector eléctrico y el de telecomunicaciones, ya que la intervención se debe ejecutar de forma integral, por lo tanto, los costos de los dos sectores tendrán un componente total de USD 9,3 millones.

4 Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL "PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES", julio de 2013.



4.9.6.1 Fases de implementación del Plan de Soterramiento

El Plan tiene como objetivo soterrar alrededor de 53,22 km² de los 1.013 km² urbanos a nivel nacional, para lo cual se plantea ejecutar durante el periodo 2013 - 2016, las siguientes fases:

Fase 1, a desarrollar durante los meses subsiguientes del 2013, se espera soterrar alrededor de 4,16 km² con una inversión de USD 62,96 millones. Durante esta etapa se plantean realizar las siguientes acciones:

- Para llevar a efecto el Plan de Soterramiento, se iniciará con la conformación de una Unidad de Negocio en la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP);
- Ejecución de los estudios definitivos para el soterramiento de redes eléctricas y de telecomunicaciones para las ciudades de: Guaranda, Babahoyo y Francisco de Orellana;
- Dirigir el soterramiento hacia los proyectos gubernamentales del Programa de Intervención Territorial Integral, PITI, el cual fue creado con el afán de realizar la dotación de obras de servicios básicos, en territorios que estuvieron marginados de la atención estatal y con un énfasis en zonas fronterizas y turísticas; la intervención en estas ciudades se realizará de forma integral, tal que involucre servicios básicos y mejora urbanística. Estos proyectos se encuentran ubicados en las ciudades de Huaquillas, San Lorenzo, Puerto López y Río Verde;
- Iniciar con la intervención de la Avenida Interoceánica (Acceso al Aeropuerto de Tababela) y Avenida Córdova Galarza (Vía Mitad del Mundo); y
- Consolidar los mecanismos de financiamiento.

Fase 2, se extenderá durante los años 2014 - 2016, cuyo objetivo será soterrar un total de 49,1 km² a nivel nacional con una inversión de USD 730,2 millones. En esta fase se han planificado las siguientes acciones:

- Continuar con el soterramiento planificado de redes de distribución en todas las provincias del Ecuador, conforme se vayan completando los estudios, de acuerdo a los siguientes criterios: Accesos a las ciudades (aeropuertos, puertos, fronteras, etc.), centros históricos, sitios turísticos y comerciales.
- Ejecutar el soterramiento de las ciudades de Guaranda, Babahoyo y Francisco de Orellana (Coca). Se propone iniciar el soterramiento en estas ciudades que presentan gran contaminación visual, son capitales de provincia, ciudades turísticas y/o fronterizas.
- Consolidar el talento humano para: diseño, construcción, operación y mantenimiento de redes soterradas.

Los procesos de soterramiento en cada ciudad, de ser necesario, se realizarán de manera conjunta con las entidades encargadas de los servicios básicos de agua potable y alcantarillado, de forma que se eviten duplicar costos y causar molestias recurrentes a la población.

4.9.6.2 Inversión para las fases 1 y 2

De acuerdo al presupuesto referencial obtenido para el soterramiento eléctrico y telecomunicaciones, se requiere una inversión de USD 793,13 millones como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA No. 4.28: INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO

EMPRESA	PROVINCIA / OTROS	ÁREA (km ²)	2013 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2014 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2015 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2016 (MUSD)
E.E. Ambato	Napo			0,34	5,13	0,2	2,98		
E.E. Ambato	Pastaza			0,34	5,13			0,4	5,95
E.E. Ambato	Tungurahua	0,14	2,08	0,61	9,08	0,9	13,4		
E.E. Centro Sur	Azuay			0,02	0,31	0,97	14,39	2,07	30,81
E.E. Centro Sur	Cañar	0,2	2,96			0,7	10,42	0,9	13,4
E.E. Centro Sur	Morona Santiago							0,5	7,44
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi			0,33	4,85	0,5	7,44	0,3	4,47
E.E. Galápagos	Galápagos					0,3	4,47		
E.E. Norte	Carchi			0,5	7,44	0,5	7,44		
E.E. Norte	Imbabura					1,3	19,35	0,6	8,93
E.E. Quito	Pichincha	1,91	28,48	2,35	34,9	2,84	42,21	2,7	40,19
E.E. Riobamba	Chimborazo					0,75	11,16	0,5	7,44
E.E. Sur	Loja			1,45	21,58	1	14,88	1,2	17,86
E.E. Sur	Zamora Chinchipe							0,2	2,98
Eléctrica de Guayaquil	Guayas			1,77	26,36	3,9	58,05	3,4	50,6
CNEL EP	Bolívar			0,09	1,37			0,5	7,44
CNEL EP	Esmeraldas	0,42	6,25	0,5	7,44	0,5	7,44		
CNEL EP	Los Ríos			1,55	23,07	1	14,88	0,2	2,98
CNEL EP	Manabí	0,49	7,29	1,3	19,35	2,5	37,21	1,2	17,86
CNEL EP	Orellana			0,38	5,66				
CNEL EP	Santa Elena			0,8	11,91				
CNEL EP	El Oro	1	14,88			2	29,77		
CNEL EP	Sucumbios					0,3	4,47	0,4	5,95
CNEL EP	Santo Domingo					0,8	11,91	0,7	10,42
CNEL EP	Creación de la Unidad Nacional de Soterramiento		0,4						
CNEL EP	Estudios de soterramiento		0,62						
Total		4,16	62,96	12,33	183,58	20,96	311,87	15,77	234,72

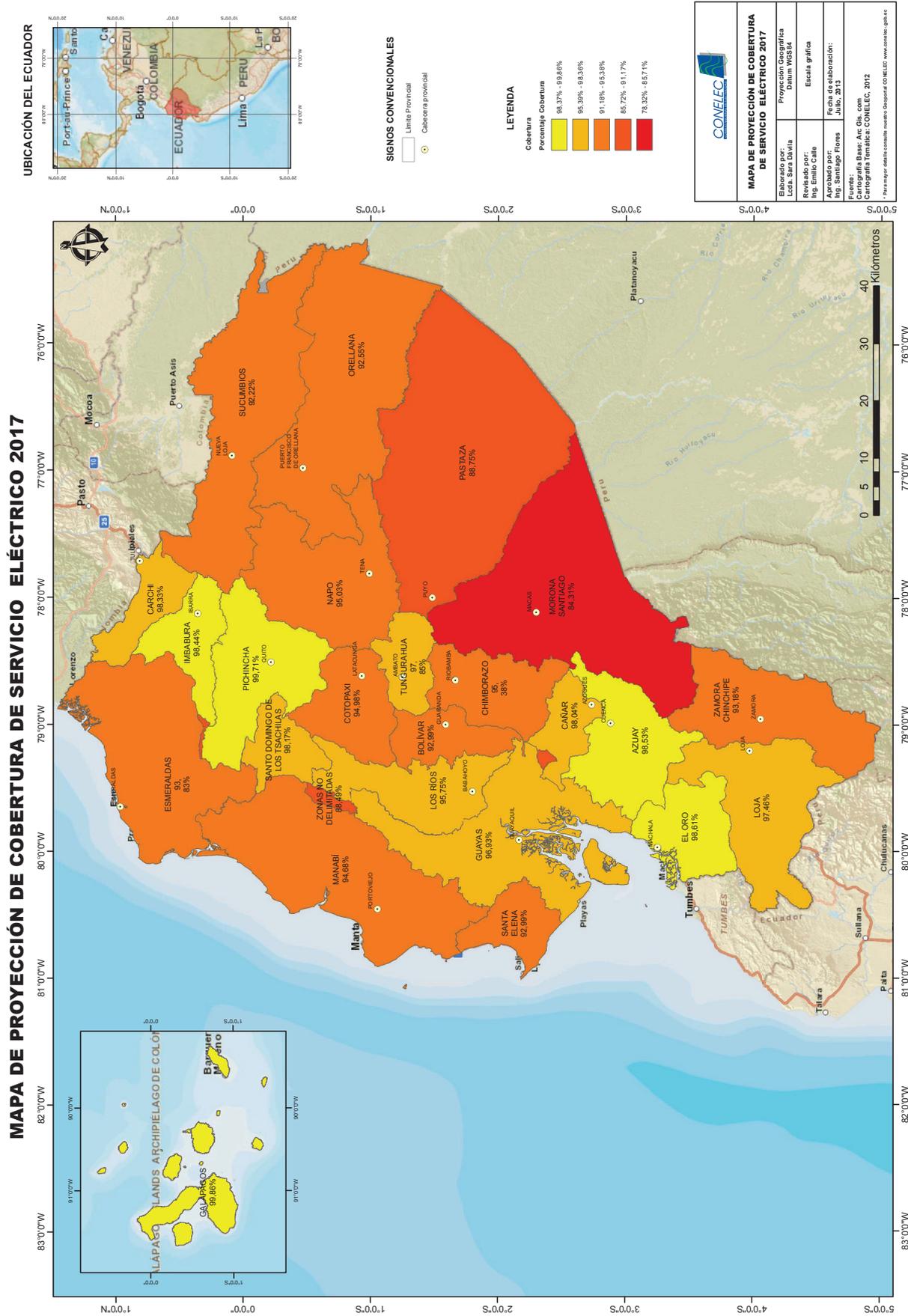
TABLA No. 4.29: RESUMEN INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO

EMPRESA	ÁREA (km ²)	2013 (MUSD)
E.E.s	36,59	544,56
CNEL EP	16,63	248,57
Total	53,22	793,13

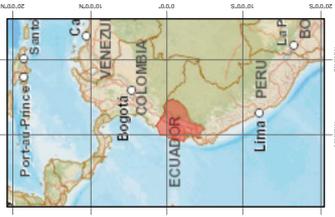


4.1

**Anexo
Cobertura del Servicio
Eléctrico**



UBICACIÓN DEL ECUADOR



5

Análisis Económico

5.1. Introducción

En el presente capítulo se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, la tarifa aplicada al consumidor y el déficit tarifario dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, adicionalmente, se estima la incidencia en varios parámetros característicos de la economía nacional.

Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

- Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo del servicio eléctrico anual.
- La estimación del déficit tarifario del sector eléctrico.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio, enfocados a la eficiencia de los mismos y la evaluación financiera y de impacto económico del PME.

5.2. Objetivo General

Determinar el efecto de la ejecución del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 en el costo del servicio eléctrico.

5.3. Políticas

5.3.1 Hipótesis

Para el presente estudio se han tomado en cuenta los escenarios de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución concordantes con los capítulos respectivos, en los que se los describe a detalle; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME.

La simulación tiene las siguientes características:

- La energía generada se despacha en base a la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).
- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo será la entrada en operación de la línea de 500 kV.
- Se aplica la tasa de inflación, que resulta de un análisis histórico de la serie Índice de Precios al Consumidor IPC, del periodo 2002 - 2011, y que en el horizonte de análisis se va corrigiendo año a año.

- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con subsidio.
- El servicio de alumbrado público general, para este estudio se lo ha considerado como parte integrante de la actividad de distribución.
- La aplicación tarifaria para la determinación del precio medio contempla que en el horizonte de análisis se mantendrá los cargos tarifarios vigentes.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total.
- El escenario de demanda, considera la Hipótesis 5 del Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, que se caracteriza por incluir la carga de la Refinería del Pacífico, sector petrolero y el ingreso de aproximadamente 3,5 millones de cocinas eléctricas, entre el 2015 y el 2017.
- En lo referente a las inversiones, se realizan con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la demanda de ese escenario, fortaleciendo de sobremanera el equipamiento en transmisión y distribución, ya que en estas etapas se intensificará el efecto de la transmisión y distribución de la energía adicional, por los sistemas de cocción eléctrica.
- Para realizar los análisis se utiliza la información que se presenta en los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, la cual se resume en las tablas No. 5.1 y 5.2:

TABLA No. 5.1: INVERSIONES PÚBLICAS Y PRIVADAS

Inversiones	2012	2013 - 2022	Total (MUSD)
Generación Pública	2.019	6.012	8.031
Transmisión	108	1.158	1.266
Distribución		3.378	3.378
Total	2.128	10.547	12.675

Inversiones	2012	2013 - 2022	Total
Generación Privada	70	1.072	1.142

A continuación se presentan el total e inversiones, es decir, se considera las inversiones públicas y privadas:

TABLA No. 5.2: TOTAL DE INVERSIONES

Inversiones	2012	2013 - 2022	Total (MUSD)
Generación	2.089	7.083	9.173
Transmisión	108	1.158	1.266
Distribución		3.378	3.378
Total	2.198	11.619	13.817

5.3.2 Parámetros de simulación

En el presente acápite se describen los parámetros de simulación aplicados para la determinación del costo del servicio, así como la estimación del déficit tarifario, en cada uno de los escenarios de análisis:



Cálculo del Costo Medio de Generación, CMG:

- Plan de expansión de generación.
- Determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento, tomando en cuenta la capacidad instalada y el tipo de tecnología de cada una de las centrales de generación.

Costo de Transmisión:

- Plan de expansión de transmisión.
- La determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento tomará en cuenta los activos en operación, los cuales son revalorizados en función de la inflación, a los cuales se les aplicará un porcentaje, que nace de un proceso de benchmarking, llevado a cabo con datos de las principales empresas de transmisión que operan en la región. Para lo cual se tomó en cuenta la relación existen entre los costos de transmisión y los activos en operación de cada una de las empresas analizadas.

Costo de Distribución:

- Plan de expansión de distribución.
- Pérdidas de Energía y Potencia de acuerdo al Plan Nacional para el Buen Vivir en el cual se implementó el Plan de Reducción de Pérdidas que refleja la realidad operativa de las empresas distribuidoras, pero en un periodo de cuatro años busca llegar a niveles técnicamente aceptables.
- Para la determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento se llevó a cabo un Análisis de datos envolvente tomando los datos de todas las empresas de distribución que operan en el país. Con los resultados obtenidos y tomando en cuenta los activos en operación de cada una de las empresas, los cuales son revalorizados en función de la inflación, se determinaron los costos de administración, operación y mantenimiento.

5.4. Análisis de Resultados

Una vez que se explicó la metodología, se plantearon las hipótesis y los parámetros de simulación, se presentan los siguientes resultados para el caso de análisis:

5.4.1 Expansión de la generación

5.4.1.1 Inversión en generación

El nuevo plan de expansión de generación contempla una inversión por USD 9.172,7 millones, de la cual el 80,97% será utilizado para la construcción de 25 centrales hidroeléctricas, 11,98% para generación térmica y el restante 7,05% para centrales de generación no tradicional.



TABLA No. 5.3: DETALLE DE INVERSIÓN

Proyectos	Número	Montos (MUSD)	Participación (%)
Hidroeléctricas	25	7.427	80,97
Termoeléctricas	7	1.099	11,98
Eólicas	1	37	0,40
Fotovoltaicos	1	610	6,65
Total	34	9.173	100,00

TABLA No. 5.4: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE PROYECTO

Proyectos	Potencia (MW)	Energía Generada Promedio (GWh/año)	Participación (%)
Hidroeléctricas	4.170	23.857	79,15
Termoeléctricas	841	5.831	19,34
Eólicas	217	454	1,51
Total	5.227	30.142	100,00

De igual forma, como parte de este plan de expansión se considera que el 87,55% de inversión será pública, mientras que el componente privado alcanzaría el 12,45% con 8 proyectos de generación eléctrica. Esto puede ser observado en la tabla No. 5.5, a continuación:

TABLA No. 5.5: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE INVERSIÓN

Proyectos	Número	Montos (MUSD)	Participación (%)
Públicas	26	8.031	87,55
Privados	8	1.142	12,45
Total	34	9.173	100,00

En la figura No. 5.1, se puede observar los montos de inversión de acuerdo al año en que cada una de las centrales nuevas de generación empieza su operación.

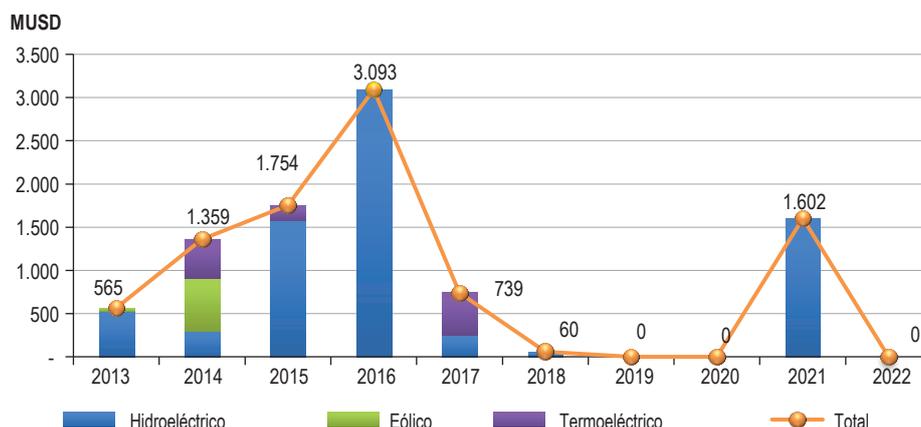


FIG. No. 5.1: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA

TABLA No. 5.6: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA POR AÑO

Año	Hidroeléctrico (MUSD)	Eólico (MUSD)	Termoeléctrico (MUSD)	Total (MUSD)
2013	529	37	-	565
2014	305	610	444	1.359
2015	1.587	-	167	1.754
2016	3.093	-	-	3.093
2017	251	-	488	739
2018	60	-	-	60
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	1.602	-	-	1.602
2022	-	-	-	-
Total	7.427	647	1.099	9.173

5.4.1.2 Activos de generación

Para esta actividad, se considera la entrada en operación de más de 34 nuevas centrales de generación, que junto con las existentes, se estima que producirán los 42.701 GWh de energía eléctrica en el 2022. En lo que respecta a los activos, durante los diez años de análisis muestran un crecimiento de 267,65% al compararlos con el año inicial; pasando de USD 3.715,8 millones a USD 13.661,1 millones, como se muestra en la figura No. 5.2.

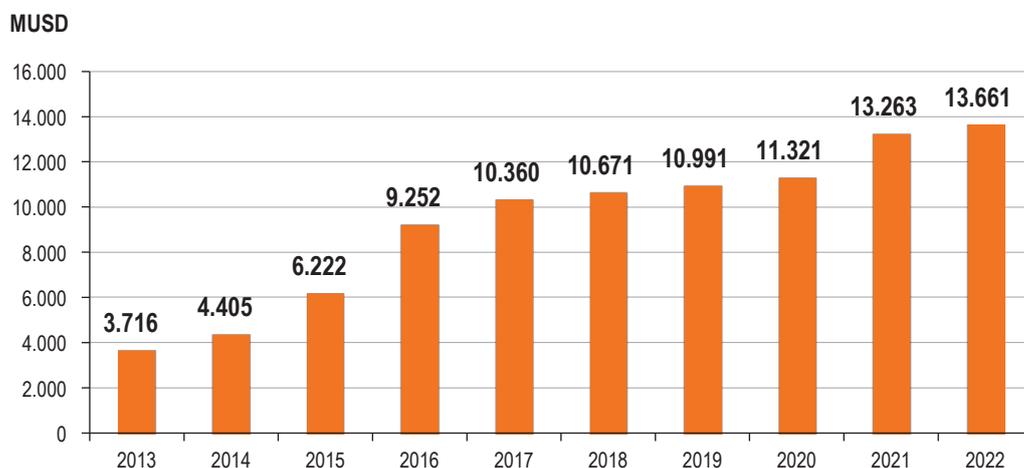


FIG. No. 5.2: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN

5.4.1.3 Costos de Generación

5.4.1.3.1 Costos fijos de generación

Una vez definidos las centrales en operación y de acuerdo a la metodología para la asignación de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se obtuvieron los resultados que se muestran en la figura No. 5.3.

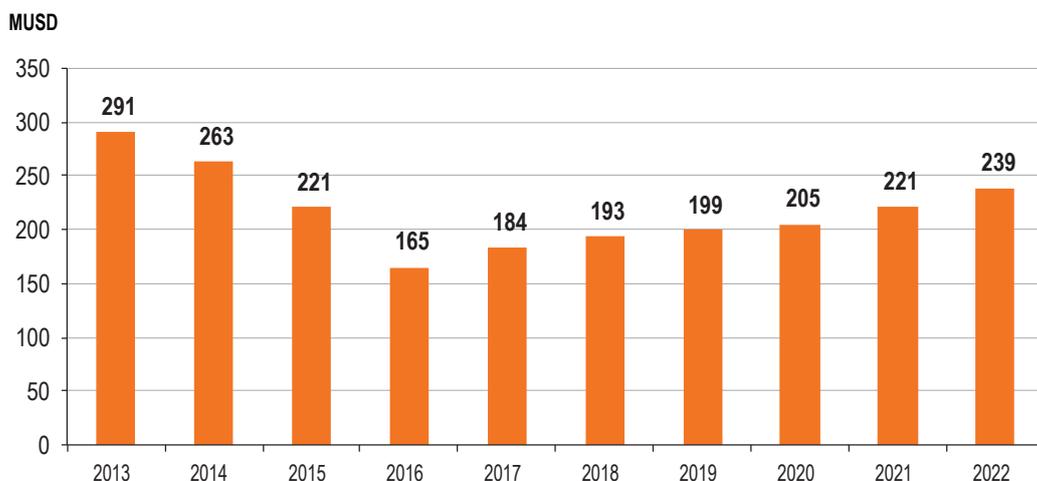


FIG. No. 5.3: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN

Si bien el patrón de comportamiento de los activos y de los costos de la etapa de generación son similares, en lo que respecta a los costos de administración, operación y mantenimiento, se observa que los costos al final del periodo de análisis son menores a los valores del 2013.

5.4.1.3.2 Costos variables de generación

5.4.1.4 Análisis de los costos de producción de energía eléctrica

En la figura No. 5.4, se aprecia los resultados de la producción de energía del parque generador, por tipo de tecnología. En el cual se observa que la incorporación de cargas eléctricas grandes, como el ingreso de sistemas de cocción a gran escala, mantendrá la dependencia de la energía producida con recursos térmicos.

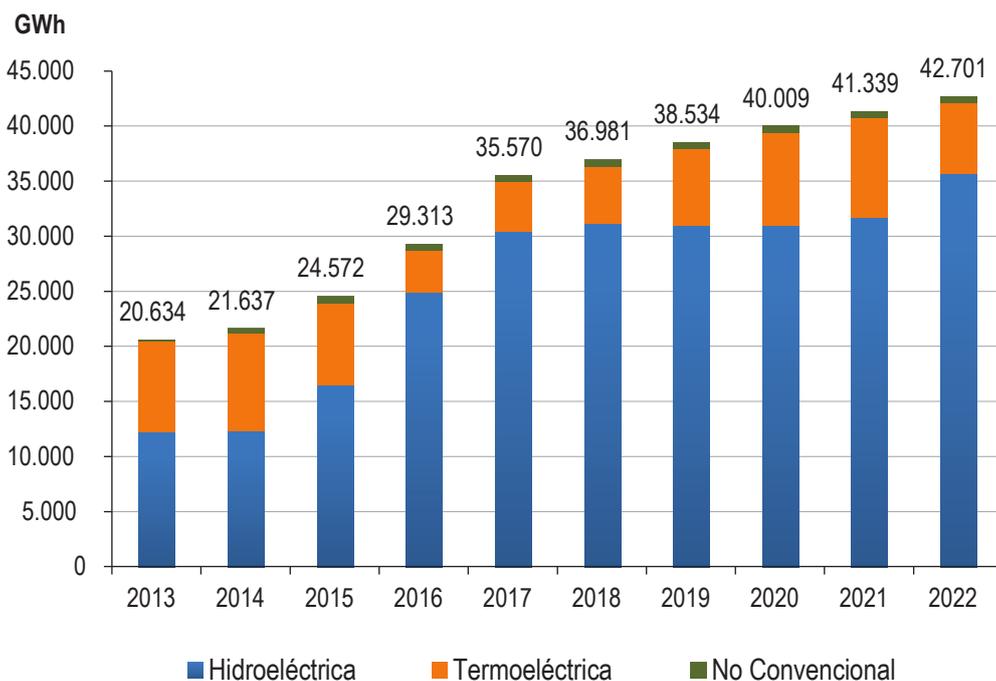


FIG. No. 5.4: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA



TABLA No. 5.7: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Año	Hidroeléctrica (GWh)	Termoeléctrica (GWh)	No Convencional (GWh)	Total (GWh)
2013	12.332	8.161	141	20.634
2014	12.418	8.858	362	21.637
2015	16.531	7.488	553	24.572
2016	24.999	3.761	553	29.313
2017	30.528	4.489	553	35.570
2018	31.244	5.185	553	36.981
2019	31.008	6.972	553	38.534
2020	31.020	8.436	553	40.009
2021	31.742	9.044	553	41.339
2022	35.729	6.420	553	42.701
Total	257.549	68.814	4.927	331.290

La figura No. 5.4, sirve para el análisis del comportamiento técnico que se tiene en el parque generador y permite, a la vez, establecer las variaciones de los costos que se tendrán en el mercado de generación debido a la necesidad de incrementar ciertas tecnologías de generación, principalmente, si se consideran incrementos importantes en la demanda.

Además, muestra una herramienta de decisión para dinamizar el plan de expansión de la generación, ya que al evidenciarse la necesidad de generación térmica, posterior al ingreso de Coca-Codo Sinclair se deberá continuar inyectando inversiones a la construcción de centrales de generación nuevas y en la mejora de las existentes.

Es importante indicar que, un resultado a resaltar es el que se produce entre los años 2017 y 2021, ya que se evidencia que el aporte energético del parque generador hidroeléctrico se mantiene constante; y el incremento de la demanda es abastecido con la generación disponible, encontrándose entre éstas, las centrales de generación térmica, llegando a niveles de producción similares al que se presenta en los años 2013 y 2014. Lo expresado, permite intuir la importancia de las continuas inversiones que el parque generador de un país debe tener, a fin de mantener un nivel de reservas y costo adecuado de sus servicios, más aún en un escenario de cambio de la matriz energética, considerado en el presente Plan Maestro de Electrificación, en el que se acentúa con el ingreso de la demanda de la energía eléctrica de los sistemas de coacción eléctrica, en gran cantidad.

Impacto en los Costos de Generación del aporte de las centrales de diferentes tecnologías.

Con las premisas antes descritas para la generación, se obtienen los resultados de costos que se muestran en la figura No. 5.5.



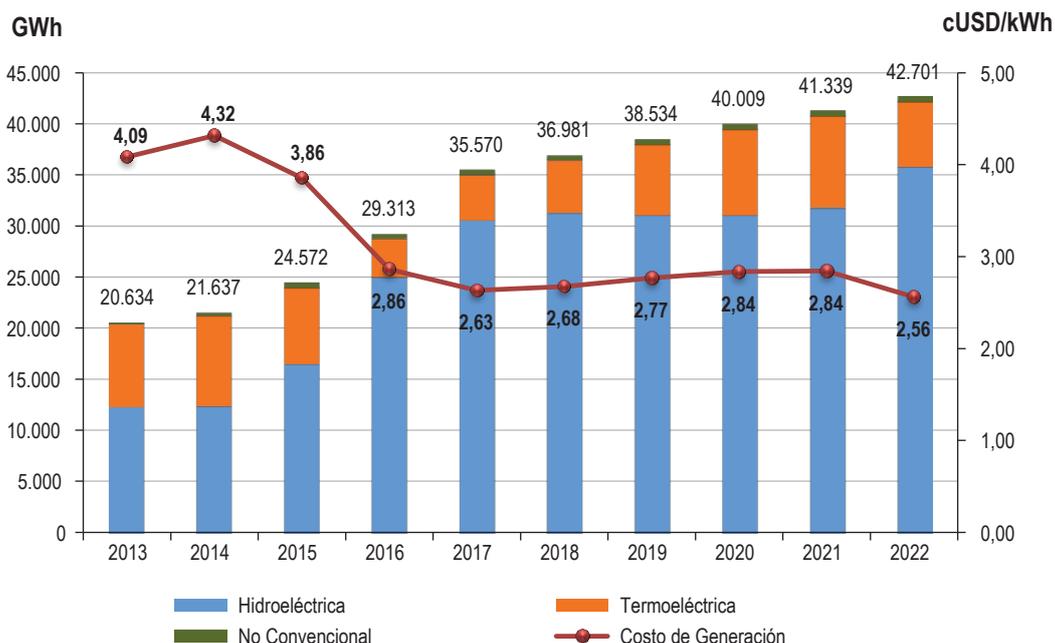


FIG. No. 5.5: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN vs COSTO DE PRODUCCIÓN

5.4.1.5 Costo medio de generación

El Costo Medio de Generación, varía directamente con el costo de producción, realizando la necesidad de prescindir en lo posible de la generación térmica, para mantener un costo de producción bajo. Obviamente, el comentario se realiza únicamente sobre aspectos energéticos y de costos, debido a que en el ejercicio real del S.N.I., siempre será necesaria la generación térmica, para aspectos técnicos de operación.

Los resultados del Costo Medio de Generación anual para el presente Plan Maestro de Electrificación se muestran en la figura No. 5.6:

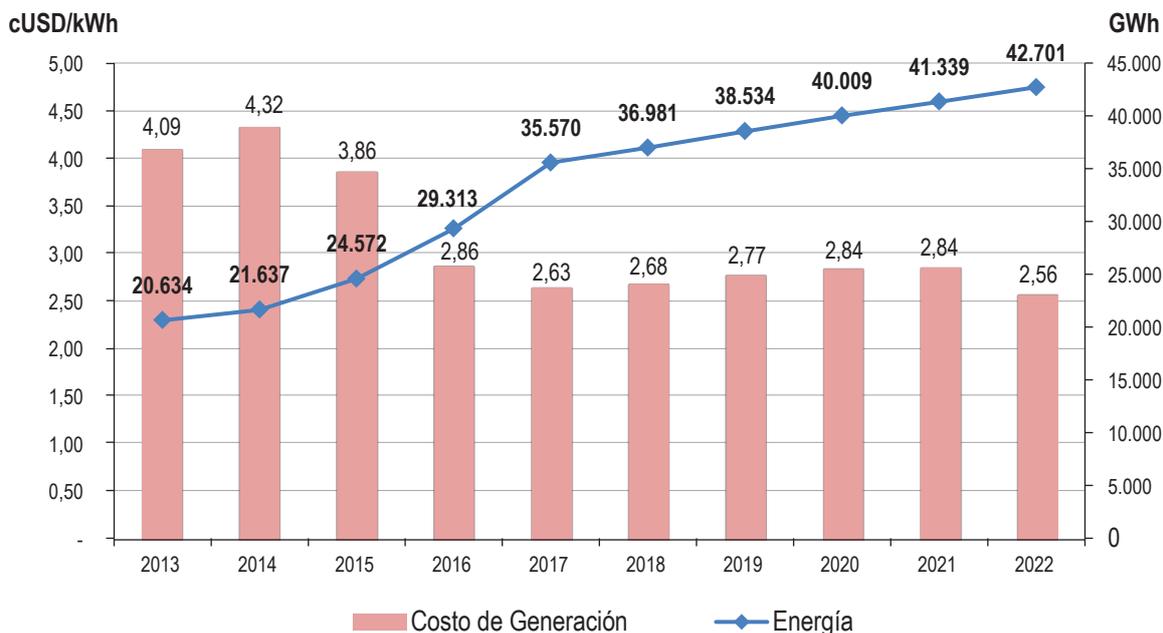


FIG. No. 5.6: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN



5.4.2 Expansión de la transmisión

5.4.2.1 Inversión en transmisión

Para la actividad de transmisión, el monto total que se requiere para cubrir el crecimiento de demanda eléctrica alcanza los USD 1.027 millones entre los años 2013 y 2022. En la tabla No. 5.8, se puede observar que las inversiones se concentran en Líneas de Transmisión y Subestaciones.

TABLA No. 5.8: DETALLE DE INVERSIÓN, PERIODO 2013 - 2022

Componente	Presupuesto (MUSD)	Participación Individual (%)	Participación Total (%)
Líneas de Transmisión	382	37,18	37,18
Nivel I (138 kV)	8	2,09	
Nivel II (230 kV)	127	33,32	
Nivel III (500 kV)	247	64,59	
Subestaciones	645	62,82	62,82
Reducción	42	10,95	
Elevación	296	77,62	
Seccionamiento	307	80,41	
Total	1.027		100

En la figura No. 5.7 y tabla No. 5.9, se observan los montos anuales.

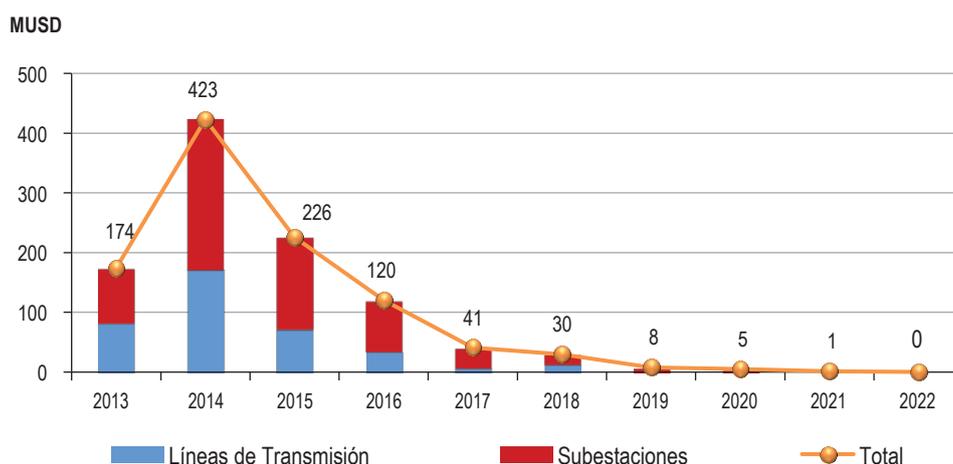


FIG. No. 5.7: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ETAPA FUNCIONAL



TABLA No. 5.9: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ETAPA FUNCIONAL (MUSD)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Líneas de Transmisión	81,75	171,21	72,20	34,63	8,06	13,85	-	-	-	-
Nivel I (138 kV)	4,64	0,18	0,18	0,18	0,84	1,96	-	-	-	-
Nivel II (230 kV)	48,93	35,26	18,37	5,51	7,22	11,89	-	-	-	-
Nivel III (500 kV)	28,18	135,77	53,65	28,94	-	-	-	-	-	-
Subestaciones	92,40	251,81	153,68	85,34	32,54	15,84	7,74	4,69	0,94	-
Reducción	12,34	9,74	4,55	0,00	2,91	6,29	2,18	2,83	0,94	-
Elevación	43,19	66,61	85,19	54,71	29,63	9,55	5,56	1,85	-	-
Seccionamiento	36,87	175,47	63,95	30,63	-	-	-	-	-	-
Total	174,15	423,02	225,89	119,97	40,61	29,69	7,74	4,69	0,94	-

5.4.2.2 Activos de transmisión

Los nuevos requerimientos de inversión para la actividad de transmisión, dadas las particularidades del plan de expansión, generan un crecimiento del 82,87% de los activos en operación, cifra que para el 2013 suma USD 931,9 millones y hasta el 2022 alcanzaría los USD 2.267,9 millones, como se muestra en la figura No. 5.8.

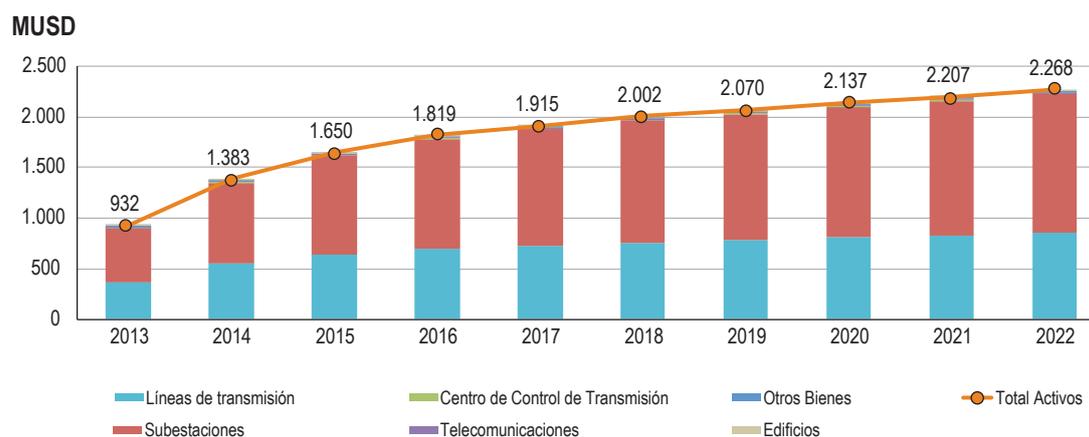


FIG. No. 5.8: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN

De la figura No. 5.8, se colige que alrededor del 80% se concentra en líneas de transmisión y subestaciones, del total del activo.

TABLA No. 5.10: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN (MUSD)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Líneas de transmisión	372,71	555,10	643,95	697,90	726,90	762,56	785,44	809,00	833,27	858,27
Subestaciones	525,03	792,59	970,05	1.084,49	1.149,57	1.199,89	1.243,63	1.285,63	1.325,14	1.364,90
CCT	6,57	6,77	6,97	7,18	7,40	7,62	7,85	8,08	8,33	8,58
Telecomunicaciones	9,82	10,12	10,42	10,73	11,05	11,39	11,73	12,08	12,44	12,82
Otros bienes	8,54	8,80	9,06	9,34	9,62	9,91	10,20	10,51	10,82	11,15
Edificios	9,31	9,59	9,88	10,17	10,48	10,79	11,12	11,45	11,80	12,15
Total Activos	931,99	1.382,97	1.650,34	1.819,82	1.915,02	2.002,16	2.069,97	2.136,76	2.201,80	2.267,86

CCT: Centro de Control de Transmisión



5.4.2.3 Costos de transmisión

Una vez definidos los activos en operación para cada año, se procedió a definir los costos de administración, operación y mantenimiento necesario para un manejo adecuado y eficiente del sistema de transmisión. Los resultados se muestran en la figura No. 5.9.

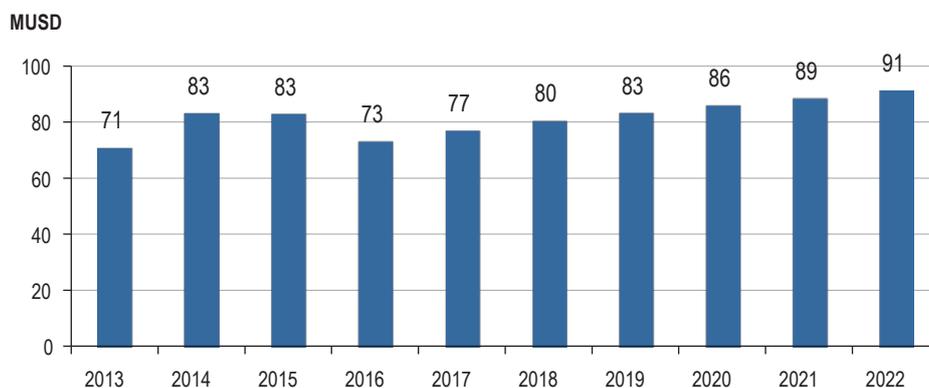


FIG. No. 5.9: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

La tendencia de los costos de transmisión es creciente, concordante con el incremento de los activos, dada la inversión a realizarse en todo el periodo de análisis.

Por otro lado, a pesar del incremento de activos y costos, al relacionar los costos (USD) con la energía a ser transmitida (kWh), se mantiene una tendencia decreciente, que se evidencia en la figura No. 5.10.

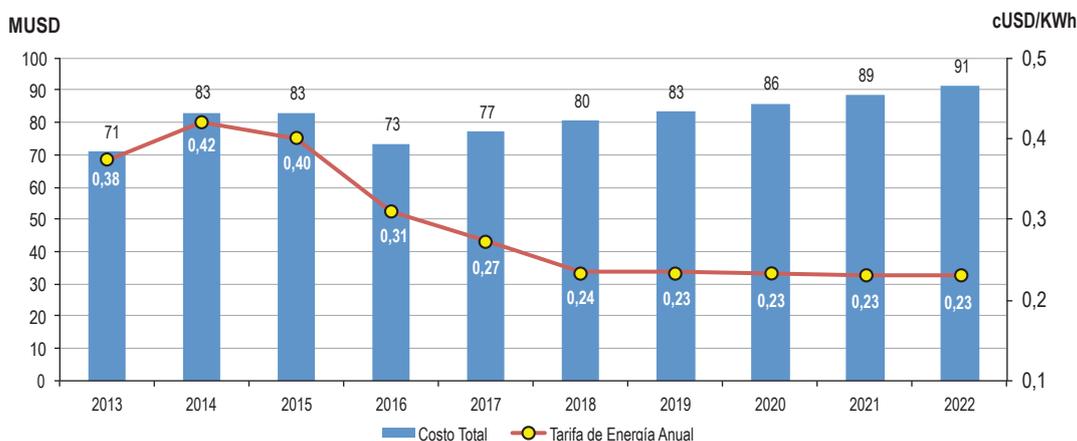


FIG. No. 5.10: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN

5.4.3. Expansión de la distribución

5.4.3.1 Inversión en distribución

El cambio de la matriz productiva, requiere de mayores niveles de inversión en la etapa de distribución. La cual, al final del periodo de análisis se estima atenderá a alrededor de 6 millones de consumidores. En lo que respecta a las ventas de energía, esta mantiene una tendencia creciente, concordante con el crecimiento de consumidores,



sin embargo, se observa una variación importante para los años 2016 y 2017. Esto se debe a que se estima para esos años la incorporación de las cocinas eléctricas, lo que generaría un mayor requerimiento de energía eléctrica.

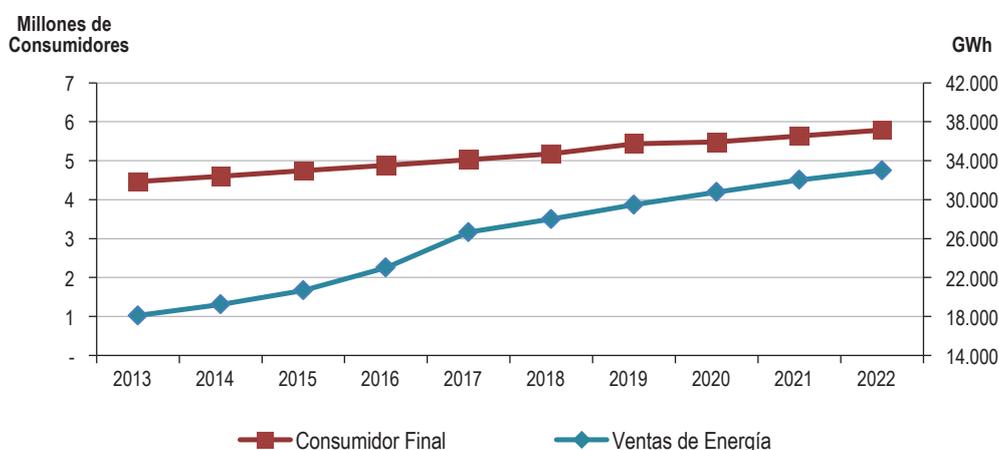


FIG. No. 5.11: EVOLUCIÓN CLIENTES vs VENTA DE ENERGÍA

En lo que respecta a distribución, el monto total de inversión requerido suma USD 3.377,7 millones, como se presenta en la tabla No. 5.11.

TABLA No. 5.11: DETALLE DE INVERSIÓN

CONCEPTO	PRESUPUESTO (MUSD)	PARTICIPACIÓN (%)	PARTICIPACIÓN SECCIÓN (%)
Acometidas y Medidores	539,48	15,97	54,87
Redes Secundarias	1.313,95	38,90	
Trasformadores de Distribución	52,43	1,55	11,29
Alimentadores Primarios	328,97	9,74	
Subestaciones	720,10	21,32	29,10
Líneas de Subtransmisión	262,92	7,78	
Instalaciones Generales	159,85	4,73	0,07
Total	3.378	100	95,34

De la inversión adicional, dada la incorporación de las cocinas eléctricas, se puede mencionar que el 29,10% será dedicado para subestaciones y líneas de subtransmisión; y, el 54,87% para acometidas y medidores y redes secundarias.



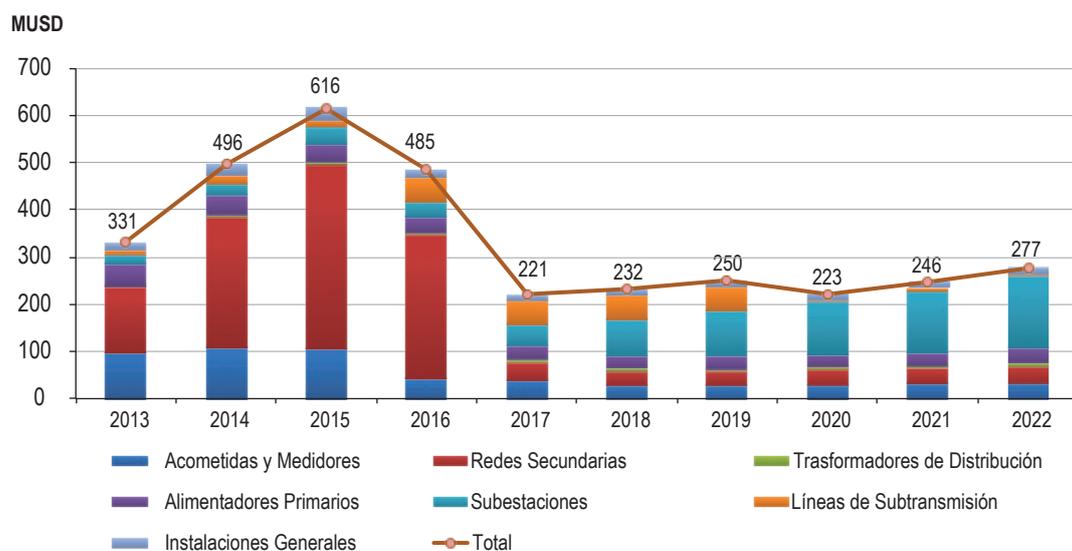


FIG. No. 5.12: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN

En la figura No. 5.12, se evidencia la inversión total que se realizará en la etapa de distribución para los 10 años de análisis.

TABLA No. 5.12: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN (MUSD)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Acometidas y Medidores	97,13	107,94	104,43	43,68	37,73	28,14	28,40	29,79	30,46	31,77
Redes Secundarias	142,12	277,60	391,64	303,73	38,73	29,94	30,02	31,26	33,44	35,48
Transformadores de Distribución	0,03	4,42	4,93	3,29	7,05	6,63	3,81	7,46	6,83	7,98
Alimentadores Primarios	45,76	42,30	38,56	33,81	27,82	26,98	27,44	25,78	25,80	34,73
Subestaciones	20,51	22,33	36,85	33,97	45,41	74,82	95,53	112,17	130,07	148,42
Líneas de Subtransmisión	10,22	17,78	12,87	50,09	52,65	52,98	51,89	2,83	6,87	4,74
Instalaciones Generales	15,35	23,46	26,57	16,66	11,71	12,67	13,42	13,65	12,55	13,83
Total	331,12	495,82	615,85	485,23	221,08	232,17	250,50	222,95	246,02	276,95

En la tabla No. 5.13, se puede apreciar la participación en la inversión por cada una de las empresas de distribución que operan en el país.

TABLA No. 5.13: DETALLE DE INVERSIÓN

Empresa	Presupuesto (MUSD)	Participación (%)
CNEL-Bolívar	41,91	1,24
CNEL-El Oro	172,28	5,10
CNEL-Esmeraldas	44,92	1,33
CNEL-Guayas Los Ríos	211,27	6,25
CNEL-Los Ríos	87,43	2,59
CNEL-Manabí	327,46	9,69
CNEL-Milagro	57,16	1,69
CNEL-Sta. Elena	196,68	5,82
CNEL-Sto. Domingo	189,31	5,60
CNEL-Sucumbíos	114,39	3,39
CNEL	1.442,80	42,72
E.E. Ambato	192,86	5,71
E.E. Azogues	24,64	0,73
E.E. Centro Sur	558,08	16,52
E.E. Cotopaxi	58,32	1,73
E.E. Galápagos	51,45	1,52
E.E. Norte	89,96	2,66
E.E. Quito	387,31	11,47
E.E. Riobamba	47,63	1,41
E.E. Sur	124,87	3,70
Eléctrica de Guayaquil	399,78	11,84
Total	3.377,70	100,00

Del análisis efectuado a los montos para expansión del sistema, se tiene que el 42,72% se concentra en la CNEL, el 16,52% en la Empresa Eléctrica Centro Sur y el 11,84% en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.

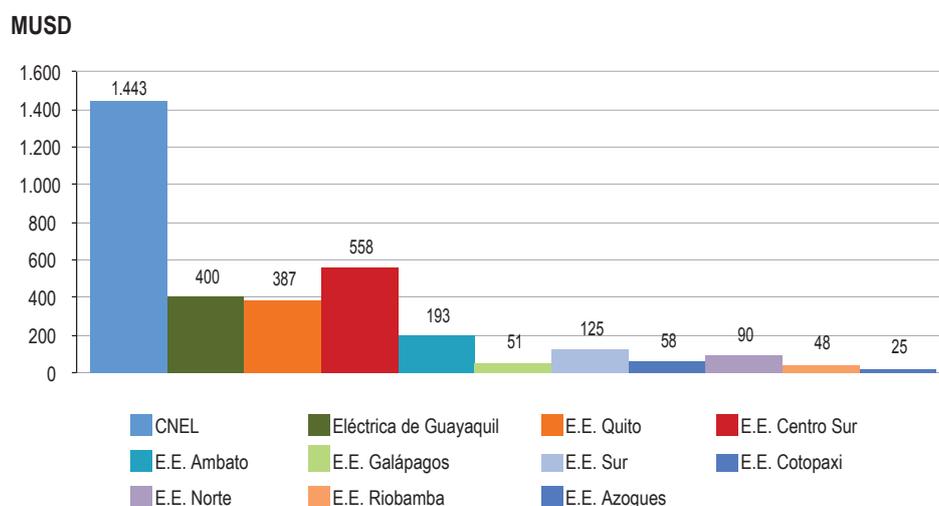


FIG. No. 5.13: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

5.4.3.2 Activos en distribución

Para distribución, los activos en servicio de cada una de las empresas, presenta un importante crecimiento; si se los observa como un conjunto, los activos totales del sistema de distribución para el 2013 alcanzan los USD 3.157,6 millones, mientras que para el 2022 suman USD 7.401,1 millones.

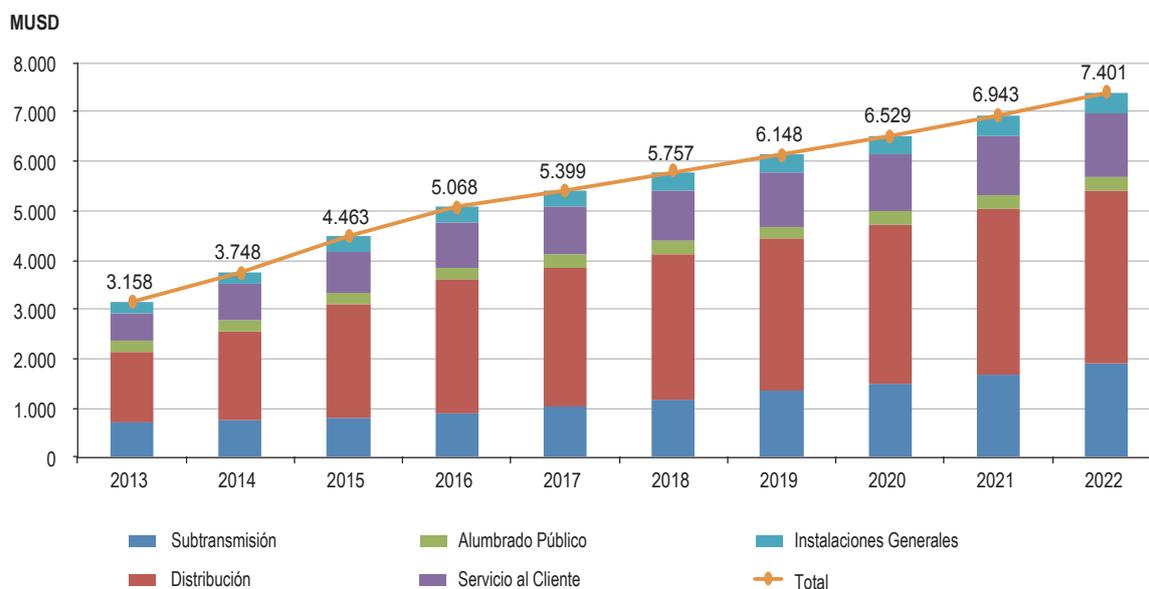


FIG. No. 5.14: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Subtransmisión	690,54	751,37	810,55	904,68	1.017,19	1.169,45	1.348,11	1.503,56	1.685,61	1.889,35
Distribución	1.453,04	1.820,95	2.310,70	2.720,84	2.846,73	2.965,68	3.087,03	3.217,39	3.352,15	3.504,18
Alumbrado Público	209,49	215,77	222,25	228,91	235,78	242,85	250,14	257,64	265,37	273,34
Servicio al cliente	590,70	716,36	842,28	911,23	976,30	1.033,73	1.093,14	1.155,73	1.220,87	1.289,26
Instalaciones Generales	213,79	243,66	277,55	302,53	323,32	345,68	369,47	394,21	418,58	444,96
Total	3.157,56	3.748,11	4.463,33	5.068,20	5.399,32	5.757,39	6.147,90	6.528,54	6.942,59	7.401,09

TABLA No. 5.14: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN (MUSD)

5.4.3.3 Costos en distribución

De acuerdo a la metodología aplicada, en primer lugar se definen los activos en operación que año a año tendrán cada una de las empresas de distribución. Sobre la base de los mismos, se obtienen los costos necesarios para la administración, operación y mantenimiento.

Los Costos de operación y mantenimiento de distribución muestran una tendencia creciente durante los diez años de análisis. Este comportamiento es concordante con la tendencia de las inversiones a realizarse en esta etapa.

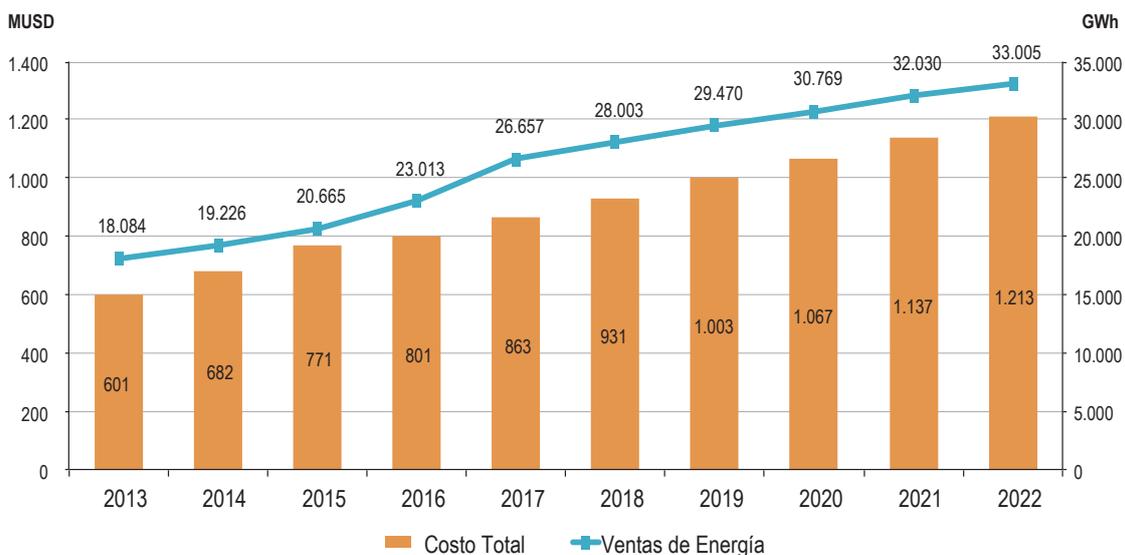


FIG. No. 5.15: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN

5.4.4 Inversión, costo del servicio, precio medio y déficit tarifario

Para atender la carga eléctrica, las actividades de transmisión y distribución consideran nuevos proyectos a ser incluidos en el periodo de análisis, así como para la actividad de generación, que a través del plan de expansión deberá cubrir la demanda. En resumen, el monto total invertido en el 2012 fue de USD 2.198 millones; y, el monto por invertirse entre el 2013 y el 2022 asciende a USD 11.619 millones. Estas inversiones suman USD 13.817 millones y su participación por actividad se presenta en las figuras No. 5.16 y No. 5.17.

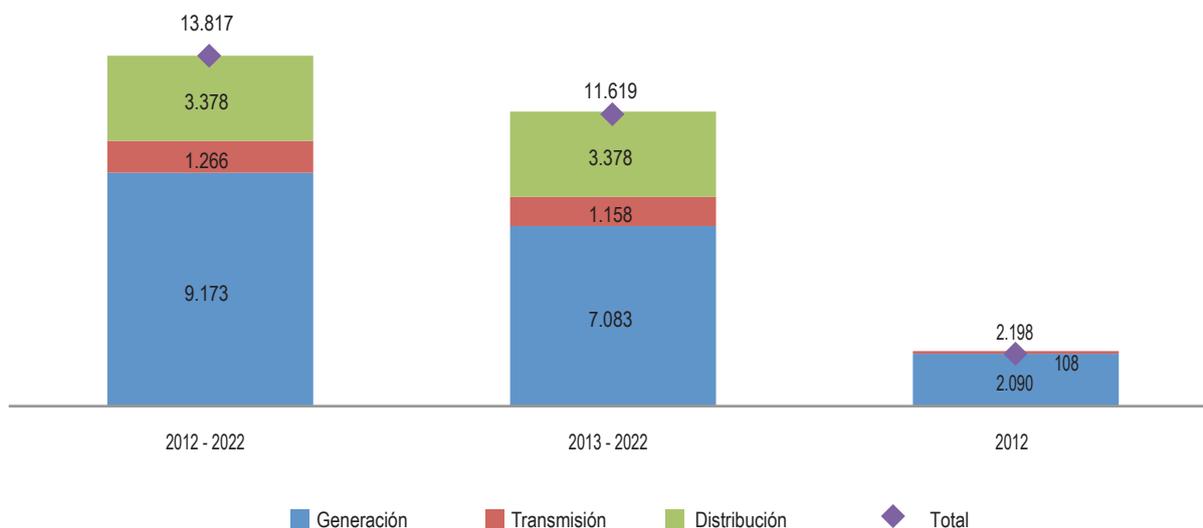


FIG. No. 5.16: INVERSIÓN DEL PME (MUSD)

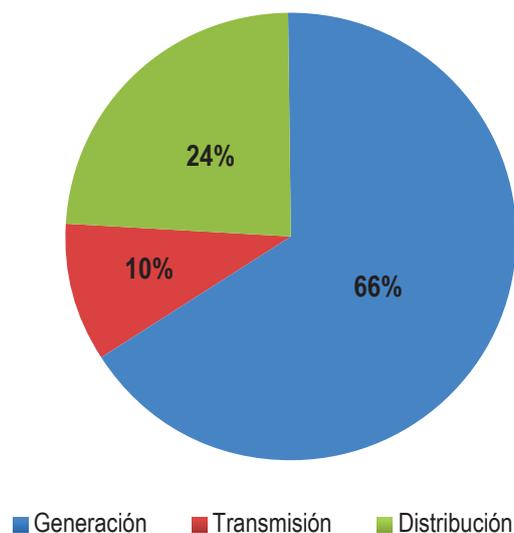


FIG. No. 5.17: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR ACTIVIDAD

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la figura No. 5.18 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.



FIG. No. 5.18: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

De la figura No. 5.18, se aprecia que en el periodo 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor al resto de años de análisis, principalmente por el costo de generación. Situación que cambia a partir del 2016, año en el cual entran en operación las principales centrales de generación hidráulica, la cual desplaza la demanda de generación térmica.

Se reitera la premisa general de este Plan Maestro de Electrificación, señalando que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores aprobados para el 2012, lo que provoca un comportamiento del déficit tarifario, según lo siguiente:

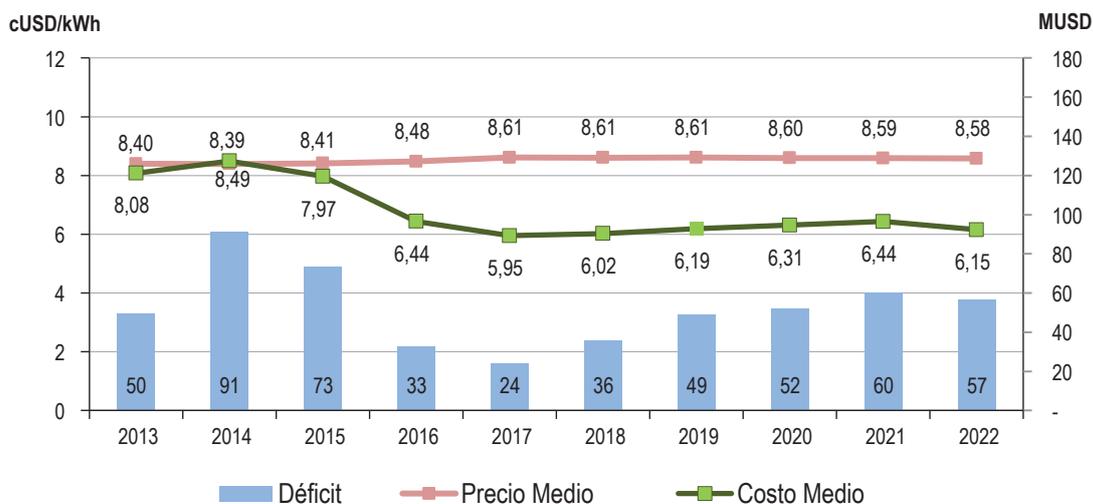


FIG. No. 5.19: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO

Finalmente, se estima un déficit tarifario que alcanzaría los USD 525 millones, del cual el 40,78% se concentra en los tres primeros años, debido a los altos costos del servicio presentados, principalmente por el costo de generación. Como se expuso anteriormente, con la entrada en operación de las nuevas centrales de generación hidráulica a partir del 2015, se desplaza la generación térmica y con ello la disminución sustancial del consumo de combustibles. En la figura No. 5.20, se observa la reducción del monto del subsidio al combustible que requerirá el sector eléctrico.

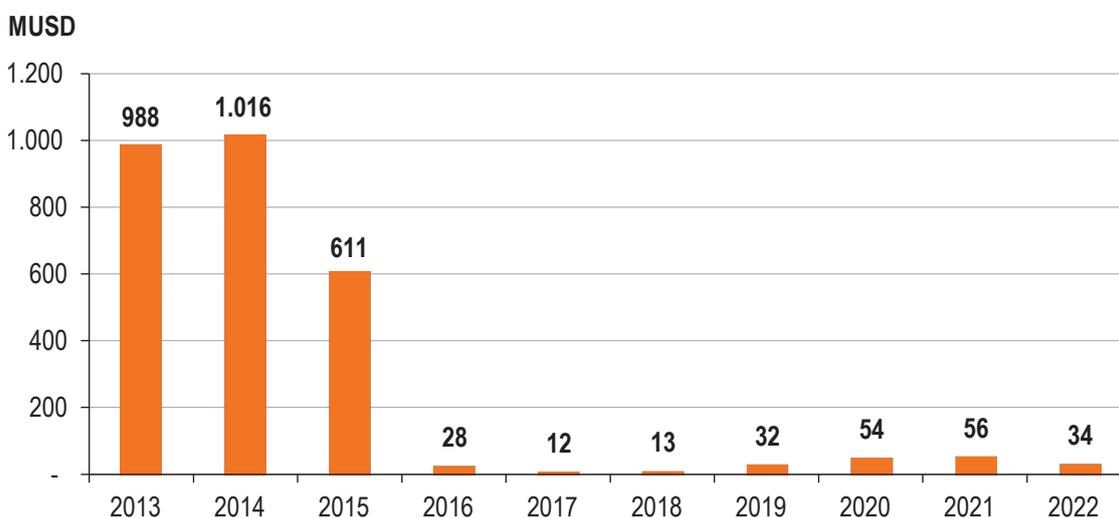


FIG. No. 5.20: EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE COMBUSTIBLE

De igual forma, al revisar el comportamiento histórico del déficit tarifario, se evidencia una importante reducción del mismo, comportamiento que se mantendrá durante todo el periodo de análisis, como se muestra en la figura No. 5.21.



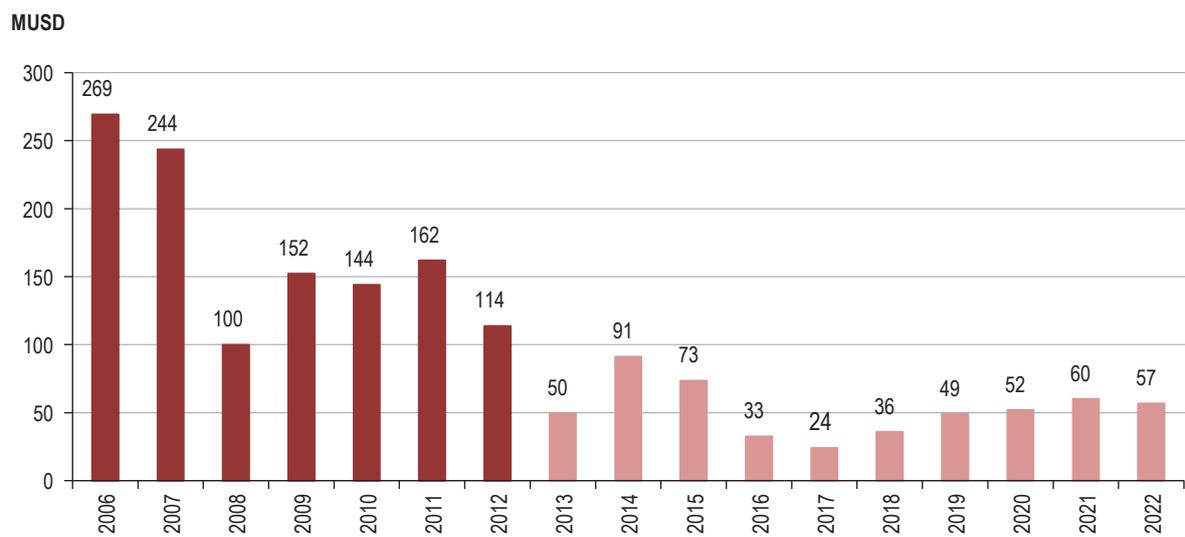


FIG. No. 5.21: EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO



5.5. Bibliografía:

- [1] (CONELEC, 2012). Capítulo de Análisis Económicos y Financieros del PME 2012 - 2021. Quito. 2012.
- [2] Aswath Damodaran. Damodaran on valuation. Segunda Edición. John Wiley & Sons, Inc. 2006.
- [3] Copeland, Weston and Shastri. Financial Theory and Corporate Policy. Fourth Edition. Pearson. 2005.
- [4] Damodar N Gujarati. Econometría. 4 ed. McGraw Hill. México D.F 2004.
- [5] Mankiw Gregory (2008) Principios de Economía. 4ta Ed. Paraninfo Cengage Learning. Madrid España.
- [6] Millán Jaime. Entre el Mercado y el Estado: tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina. Departamento de desarrollo sostenible. Banco Interamericano de desarrollo. Washintong. DC. 2006.
- [7] Rudnick Hugh Van De Wyngard (1999). Use of system approaches for transmission open access pricing. Electrical Power & Energy system. ELSEVIER.1999.
- [8] SioshansiFereidoon&Pfaffenberger Wolfgang (2006). Why Restructure in Electricity Markets?. Electricity market Reform: An International Perspective. Edited by Sioshansi&Pfaffenberger. Elsevier. London. Great Britian.
- [9] Harris Chris. 2006. Electricity markets. Pricing, Structures and Economics. Ed. Wiley Finance. Sussex England.
- [10] John K. Shank & Vijay Govindarajan. Gerencia Estratégica de Costos. La nueva herramienta para desarrollar una ventaja competitiva. Ed . Norma. 1995. Bogotá.
- [11] Resolución CREG 097 de 2008. Código de Redes. República de Colombia. Bogotá D.C. 2008.
- [12] Resolución CREG 011 de 2009. Metodología de la remuneración para la transmisión eléctrica en Colombia. República de Colombia. Bogotá D.C. 2009.
- [13] Resolución CREG 082 de 2002. Metodología para la remuneración de la Distribución – periodo tarifario anterior. República de Colombia. Bogotá D.C. 2002.
- [14] DFL N°1 de 1982. Decreto con Fuerza de Ley. Ley corta I y II de Chile. Leyes Num 19940, Num 20018 y Num 20040. Santiago. Chile. 1982.
- [15] Lagunas Méndez Héctor. Ley general de servicios eléctricos, Comisión Nacional de Energía Competencia en Mercados Energéticos: Caso Chile. OLADE, ACDI, y U. de Calgary. Julio 2006.
- [16] OLADE 2006. Lagunas Méndez Héctor. Competencia En Mercados Energéticos: Documento Nacional de Lecciones Aprendidas – Caso Chile. OLADE, ACDI, y U. de Calgary. Mayo 2006.
- [17] Aswath Damodaran. Damodaran on valuation. Segunda Edición. John Wiley & Sons, Inc. 2006.
- [18] Copeland, Weston and Shastri. Financial Theory and Corporate Policy. Fourth Edition. Pearson. 2005.
- [19] Marno Verbeek. John Wiley & Sons. A Guide to Modern Econometrics. 2004.
- [20] Pérez L., Sanaú J., Sanz I.. Impacto macroeconómico de las inversiones en la red de transporte de electricidad de España. Estudios de econometría aplicada. Vol 29. Num 2. 2011. Asociación internacional de economía aplicada. Madrid España.



5.1

Anexo Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio

Análisis de Sensibilidad de la Inclusión de Inversiones en el Costo del Servicio

5.1

Conforme la normativa vigente, el caso analizado no toma en cuenta los costos de inversión para la determinación de los costos totales del servicio, razón por la cual estos no tienen efecto al momento de determinar el déficit tarifario. Sin embargo, es necesario revisar la posibilidad de que, estos montos no puedan ser cubiertos por el Estado ecuatoriano y deban ser incluidos como parte del costo del servicio eléctrico.

La estructura financiera para la recuperación de las inversiones, a llevarse a cabo en las actividades de generación, transmisión y distribución, considera las siguientes variables: 15 años como periodo de amortización, una tasa de interés de 7,5%, 75% del capital como deuda para generación y 30% del capital como deuda para transmisión y distribución, respectivamente.

Los resultados obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en la figura No. A.1:

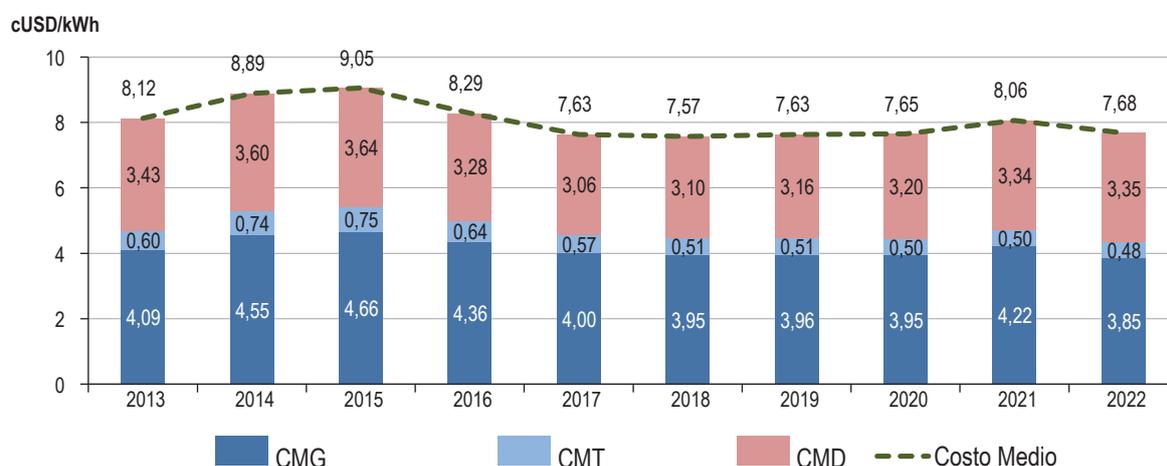


FIG. No. A.1: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

En el periodo 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor en relación a todo el periodo de análisis, principalmente por el costo de generación.

Y al contrastar el costo del servicio con la tarifa aplicada, es posible obtener el déficit tarifario, que sigue el siguiente comportamiento:



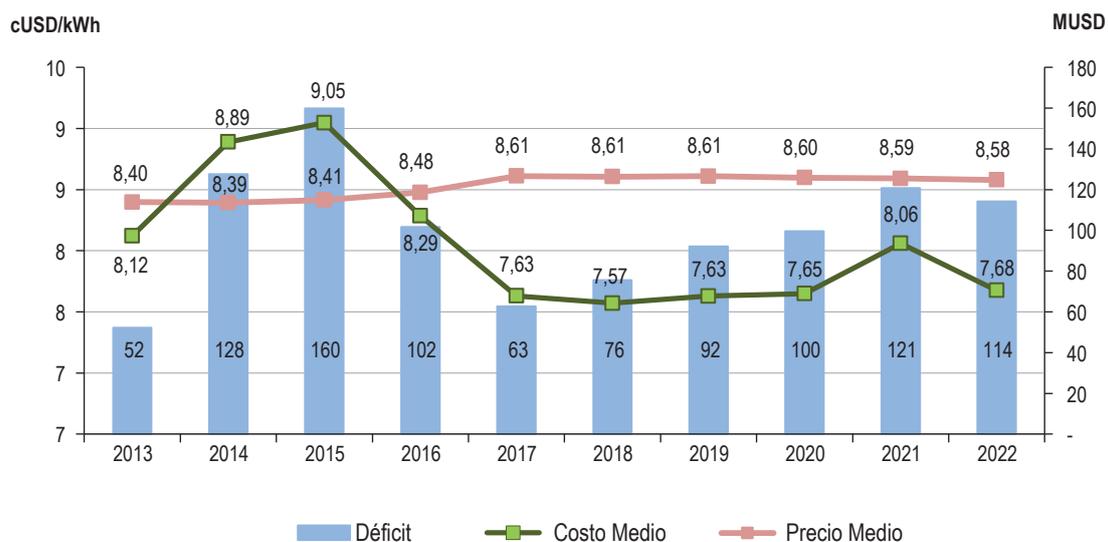


FIG. No. A.2: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO

Finalmente, se estima que el déficit tarifario durante el periodo de análisis alcanzará los USD 1.006 millones, alrededor de USD 481 millones mayor comparado con el obtenido en el análisis previo.



Colaboradores

Coordinación General:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Elaborado por:

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Paúl Vásquez Miranda, CONELEC

CAPÍTULO 2: EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Pablo Arias Reyes, CONELEC

Rodney Salgado Torres, CONELEC

Diego Salinas Herrera, CONELEC

Marcelo Arias Castañeda, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

CAPÍTULO 3: EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Mauro Erazo Páez, CONELEC

Francisco García Jarrín, CONELEC

Carlos Morocho Cabrera, CONELEC

Marco Valencia Delgado, CELEC EP

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

CAPÍTULO 4: EXPANSIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Víctor Calle García, CONELEC

Marco Toledo Orozco, CONELEC

Gina Moreta Sevillano, CONELEC

Luis Sánchez Loo, CONELEC

Xavier Segura Guerrero, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO

Geovanny Bonifaz LLive, CONELEC

Nicole Almeida Jarrín, CONELEC

Ángel Vaca Peñafiel, CONELEC

Danilo Ojeda Paz, CONELEC

Revisores:

Byron Betancourt Estrella, CONELEC

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Ana Villacís Larco, CONELEC

Rodney Salgado Torres, CONELEC

Washington Jijón Arguello, CONELEC

Santiago Naranjo Buitrón, CONELEC

Diego Maldonado Recalde, CONELEC

Eric Neira Alejandro, MCPE

Comisión de Revisión designada por Directorio:

Víctor Orejuela Luna, MEER

José Oscullo Lala, SENPLADES

Eduardo Cazco Castelli, CONELEC

Consolidación, Diseño y Diagramación

Investigación y Servicios en Mercados Energéticos
ENERESERCH Cía. Ltda.

Grafikos Creative Publicidad Cía. Ltda.

Impresión

Advantlogic Ecuador S.A.

Fotos Portada:



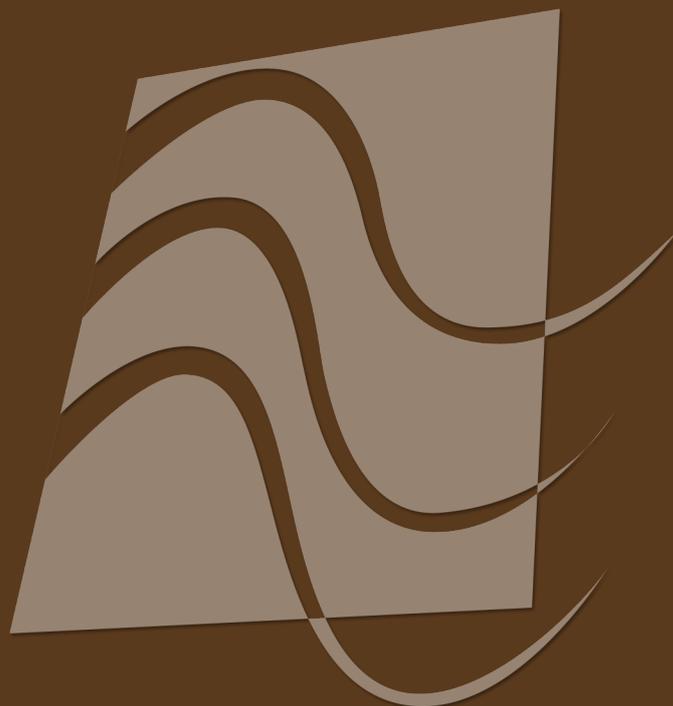
TBM (Tunnel Boring Machine)
Central Coca Codo Sinclair



Panorámica Ciudad de Cuenca



Torre de Transmisión doble
circuito 230 kV.



AGENCIA BABAHOYO

Av. 10 de Agosto, entre Rocafuerte y Eloy Alfaro
Telf: 05 2737 076 - 2736 739 - 2736 627

AGENCIA CUENCA

Av. Florencia Astudillo s/n y Alfonso Cordero
Edificio Cámara de Industrias 4to. piso Of. 403
Telf: 07 2817 770

AGENCIA GUAYAQUIL

Cda. La Garzota 1ra. Etapa,
Av. Guillermo Pareja Rolando
Edificio D'Bronce planta baja Of. 7
Telf: 04 2628 027 - 2627 838

AGENCIA QUITO

Av. Naciones Unidas E7-71
y Av. de los Shyris
Telf: 02 2268 746 - 2268 744



Ministerio Coordinador
de **Sectores Estratégicos**



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable